Monografia de Final de Curso

MBA – Formação de Diretores e Gerentes

Fundação Getúlio Vargas - RJ

Turma - 7

Novembro de 2000

A abertura do Mercado Brasileiro para a Exploração e Produção de Petróleo

Adauto Carneiro Pereira
Petrobras -E&P
BRASPETRO

Esclarecimentos preliminares

A presente monografia foi dividida em duas partes, com o objetivo de se evitar muitas das redundâncias e repetições que, de outra maneira, seriam necessárias, por se tratar de um assunto em que a análise de um aspecto depende, muitas vezes, da compreensão de outros que serão abordados em partes posteriores do texto.

A "Parte **I** - *O* segmento de **Exploração** e Produção **(E&P)** da indústria do petróleo **"** visa a fazer um breve resumo do histórico e dos fatores que influenciam as decisões de negócios neste segmento da atividade econômica. A abordagem escolhida foi a de trazer exemplos internacionais e detalhar os principais fatores, como os papéis dos governos e das empresas, e fazer uma síntese da lógica econômica que baliza cada tomada de decisão neste segmento.

Esta primeira parte serve de pano de fundo para a análise, na Parte **II**, do que ocorreu no Brasil no processo de abertura do mercado para que outras empresas, além da Petrobras, pudessem atuar nas atividades de Exploração e Produção de Petróleo.

Com isso, na "Parte **II** – A Abertura do Mercado Brasileiro", pudemos discorrer em maior profundidade sobre as semelhanças, diferenças e peculiaridades do processo brasileiro em relação ao resto do mundo, e sobre as soluções encontradas pelos principais agentes para guardar conformidade com as práticas internacionais, sem, no entanto, perder de vista a singularidade da realidade daquele momento da história brasileira.

Durante mais de quarenta anos uma única empresa brasileira – a Petrobras - vinha exercendo com sucesso um monopólio garantido por lei, sendo uma das maiores produtoras de petróleo do mundo (mais de 1.000.000 de barris por dia no final de 1997), tornando o País um importante produtor mundial, com alto grau de sofisticação de atividades técnicas, científicas e operacionais.

Devido aquele monopólio, apesar da intensa atividade, havia pouquíssimas leis ou regras que regulamentassem a atividade, pois em sua maior parte seriam desnecessárias, visto que seriam aplicáveis apenas aquela única empresa, a Petrobras.

No entanto, com a abertura do mercado, as regras internas da Petrobras não poderiam ser automaticamente impostas a outras empresas, por serem regras de uma empresa independente e não do governo. As empresas requerem clareza e detalhamento da legislação que rege os compromissos que estarão assumindo, para decidirem realizar investimentos de risco de muitos milhões de dólares.

Ao mesmo tempo, esse era interesse do Estado Brasileiro, ou seja, da Petrobras e do governo, de que se atraísse novas empresas dispostas a realizar investimentos de risco, e que fosse acelerado o reconhecimento dos recursos petrolíferos nacionais, com isso aumentando a competitividade do setor.

Em decorrência, aumentaria o mercado para fornecedores de bens e serviços, barateando custos, criando novas oportunidades para empresários nacionais, gerando novos empregos e aumentando a renda nacional.

Esta foi a saga de centenas de pessoas envolvidas nesta mudança econômica, legal e cultural, de uma indústria centenária que tinha que ser reinventada em um jovem país de 500 anos.

Os conhecimentos teóricos e metodologias utilizadas na análise que resultou na presente Monografia foram, em grande parte, adquiridos com os professores do MBA da EPGE da Fundação Getúlio Vargas, a quem agradeço. Agradeço também a Petrobras pela oportunidade de expandir meus conhecimentos através de treinamento de alto nível como este.

Adauto Carneiro Pereira
Rio de Janeiro, Novembro de 2000

adautop@petrobras.com.br
adautop@bol.com.br

ÍNDICE

PARTE I
O segmento de Exploração e Produção (E&P) da indústria
do petróleo ____ **4**
1.1 Introdução ____ 4
I.2 Características dos Projetos de E&P no mundo ____ 5
1.2.1 Capital Intensivo ____ *6*
1.2.2 Alto Risco ____ *8*
I.2.3 Longa Maturação ____ 13
1.3 O Papel do Governo ____ **14**
1.3.1 Captura da Renda Econômica ____ 15
1.3.2 Controle pela Sociedade ____ 15
I.3.3 Regimes Contratuais ____ 16
1.3.4 Conclusão sobre o Regime Contratual para as empresas ____ 21
1.4 As Empresas de Petróleo ____ *22*
I.4.1 Porque investir em E&P ____ 24
1.4.2 Avaliação de oportunidades de negócios ____ *26*
I.4.3 Resumo das Condições de Avaliação de oportunidades ____ 31
1.5 Licitações Governamentais ____ 32
1.6 Os Negócios entre as empresas de petróleo ____ 33
1.6.1 Modelos de Negócios ____ 34
I.6.2 Operações Conjuntas ____ *38*

PARTE II
A Abertura do Mercado Brasileiro ____ **40**
II.1. O Processo de abertura do mercado brasileiro ____ 40
II.2. A nova Legislação Brasileira do Petróleo ____ 43
II.2.1 A outorga de áreas à Petrobras ____ 45
II.3. A Estratégia da Petrobras ____ 48
II.3.1 Pontos Fortes e Pontos Fracos ____ 51
II.3.2 Os Contratos da Petrobras ____ 54
II.4. As Licitações da ANP ____ *60*
II.5. As Parcerias atuais da Petrobras ____ 62
II.6. Conclusão ____ 67

BIBLIOGRAFIA ____ *68*

PARTE I
O segmento de Exploração e Produção (E&P) da indústria do petróleo

I.1. Introdução

O uso do petróleo no mundo teve início na Antiguidade. Existem indicações que os fenícios já utilizavam petróleo para calafetação de suas embarcações por volta do século IV a.C.. Nas Américas, a utilização de petróleo começou com Cristóvão Colombo durante sua primeira viagem, quando aportou na ilha de Cuba e coletou petróleo de exsudações (afloramento superficial) para calafetação de seus navios.

Na primeira metade do século XIX, nos Estados Unidos, a principal utilização do petróleo era como remédio, sobre o qual se prometiam propriedades milagrosas. Naquela época, a coleta de petróleo era feita com panos jogados em lagos cobertos por petróleo, sendo depois torcidos em barris para posterior engarrafamento e venda. O marco inicial da atividade como indústria é reconhecido como sendo a perfuração, na Pensilvânia (EUA) em 1859, do primeiro poço moderno que veio a produzir petróleo. Esse poço foi perfurado pelo Coronel Drake, que não era Coronel mas um aventureiro, e que entendia mais das funções de capataz do que das de perfurador de poços.

O primeiro Contrato de Concessão para exploração e produção de petróleo, entre um governo e uma entidade estrangeira foi assinado em 1901 entre o governo da Pérsia e um cidadão inglês de nome William Darcy, muito conhecido na indústria do petróleo por seus trabalhos na definição de parâmetros de permeabilidade dos reservatórios. Este contrato deu origem a British Petroleum, que hoje tem o nome de BP-Amoco.

Desde então, a regulamentação das atividades de E&P pelos governos vem se tornando cada vez mais intensa, com ciclos de estatização e privatização em momentos distintos da história de cada país. Hoje, na maioria dos países, o controle é feito diretamente pelos governos através de agências reguladoras ou através de empresas estatais incumbidas, pelo estado, de celebrar contratos com empresas privadas para realização de trabalhos de exploração por sua conta e risco, e definição de direitos e obrigações específicos em caso de descobertas comerciais de petróleo.

Em alguns países, como Noruega e Angola, e agora no Brasil, as empresas petrolíferas estatais também realizam atividades de E&P dentro de um ambiente competitivo, onde também atuam empresas privadas. A elas também é permitido que se associem a outras empresas, tanto como líderes de consórcios (operadoras) ou como sócias que contribuem apenas com recursos financeiros.

Pretendemos abordar, na presente Monografia, o papel preponderante desempenhado pela transição brasileira de um mercado monopolista, em que apenas

a empresa estatal podia atuar nas atividades de E&P, para um mercado competitivo, em que esta empresa, que passa a atuar nos moldes de uma empresa privada.

1.2. Características dos Projetos de E&P no mundo

No presente trabalho, a expressão "petróleo" será empregada em seu sentido amplo, tanto sendo a mistura de hidrocarbonetos na forma líquida, como na forma gasosa ou sólida, ou ainda na forma conhecida como "condensado", que é a mistura de hidrocarbonetos que se encontra na forma gasosa nas condições de alta pressão e temperatura do reservatório em subsuperfície, e que, quando extraída e trazida as condições de pressão e temperatura da superfície, assume a forma líquida.

A conciliação dos objetivos dos diferentes atores, tais como os investidores, que visam maximizar a o retorno dos investimentos de sua empresa para o benefício de seus acionistas, e o governo, que visa ao melhor aproveitamento possível dos recursos naturais exauríveis para o benefício da sociedade (que em sua natureza são objetivos conflitantes), se dá tanto através de negociações formais de contratos, como também informais para troca de dados, informações e percepções, como a participação em reuniões, seminários e congressos.

O peso desses objetivos, para cada um dos atores, é balizado pelo mercado, que no final indica quanto as empresas estão dispostas a pagar em bônus, investimento e tributos, e quanto o governo consegue cobrar dos mesmos itens.

Cabe a ressalva que, para a maioria das empresas de petróleo, o paradigma das práticas operacionais e dos relacionamentos entre empresas é ou setor americano do Golfo do México ou o setor inglês do Mar do Norte. Em ambos os exemplos, as decisões de negócios são tomadas com base na tradição jurídica anglo-saxã *(Common Law)* ao contrário de nossa tradição baseada no Direito Romano *(Civil Law).*

Também cabe ressaltar que o ambiente de negócios de E&P no setor americano do Golfo do México é muito peculiar, extremamente ágil e simplificado, em função das várias décadas de prática e de milhares de casos que configuram a jurisprudência local, diferentemente do resto do mundo. Este ambiente é algo inexistente no Brasil, o que eleva substancialmente os riscos comerciais das empresas que aqui querem atuar, por não haver referências locais de como serão resolvidas eventuais disputas com o governo e entre empresas.

O Brasil também não possui uma legislação tributária específica para o setor, ao contrário das regiões mencionadas, o que também eleva o risco econômico, pois não há regras de amortização e depreciação que contemplem as características de elevado risco, intensidade de capital e o longo ciclo de maturação dos projetos de E&P.

Isto significa que (mesmo para a Petrobras) o ambiente em que se dá a abertura do mercado brasileiro de E&P, no qual se firmaram as primeiras parcerias do setor, deve ser classificado sob o nome genérico de "internacional", ou seja, que não possui

tradição própria de negócios ou legislação específica detalhada como no setor inglês do Mar do Norte e no setor americano do Golfo do México.

Neste ambiente, ainda em estruturação, muitos dos atores trazem e tentam impor sua própria ótica na condução dos negócios, frutos de suas experiências em outras jurisdições, e atuam para o estabelecimento de um ambiente regulatório que lhes seja favorável.

Os projetos de E&P têm peculiaridades que os diferenciam das outras atividades industriais, e mesmo de outras atividades que envolvem o aproveitamento econômico de recursos naturais, tendo similaridade apenas com os projetos de extração mineral em escala industrial. As principais características diferenciadoras dos projetos de E&P são:

a) Capital Intensivo
b) Alto Risco
c) Longa Maturação

O equilíbrio entre estas características e que indicará quanto o País poaerá receber das empresas pelas atividades de E&P, após estas recuperarem seus gastos com um retorno financeiro razoável para esta atividade de alto risco. Ou seja, quanto o país conseguirá captar da renda econômica.

I.2.1. Capital Intensivo

Os projetos de E&P são caracterizados pela necessidade de grandes investimentos desde o início de sua implantação, que começa com uma fase de alto risco de não recuperar os gastos com estudos regionais e investimentos em exploração. Esses investimentos atingem montantes vultosos durante o desenvolvimento de um campo, e se reduzem durante a fase de produção, quando o projeto já está totalmente implantado. O eventual investimento em desenvolvimento de um campo raramente tem relação direta com as expectativas que se tinha por ocasião da aquisição de uma área para exploração.

Normalmente ocorre também uma fase final curta, de grande dispêndio e sem retorno econômico, durante o abandono (também chamado de arrasamento) dos campos. Com as legislações ambientais cada vez mais rigorosas em todo o mundo, poderá haver no futuro consideráveis incrementos nos dispêndios com abandonos em relação aos inicialmente previstos, quando da tomada de decisão de se realizar o investimento inicial para a exploração da área.

Um típico projeto de exploração requer o dispêndio de US$ 20 milhões a US$ 50 milhões de capital de risco (execução de um programa exploratório para avaliar o potencial de uma área) distribuídos entre 4 e 7 anos. Confirmada pela perfuração de um poço a ocorrência de petróleo (uma descoberta), é preciso verificar a viabilidade técnico/econômica da mesma, com eventuais testes de longa duração da produção, que podem custar de US$ 2 milhões a US$ 40 milhões, dependendo do tamanho da descoberta e de sua localização.

Uma vez avaliada a viabilidade técnica e econômica da descoberta, faz-se a declaração de sua comercialidade, e inicia-se a fase de desenvolvimento, com a perfuração dos poços que irão produzir o petróleo, e a construção e instalação de equipamentos de produção, armazenamento e tratamento desta para a venda a refinarias ou embarque em navios petroleiros.

Esta é a fase de maior necessidade de capital da vida de um campo, podendo custar de US$ 3,00 a US$10,00 por barril de reserva de petróleo recuperável. Com a descoberta de campos com reserva de 30 a 1.000.000 milhões de barris, este custo varia de US$ 90 milhões a US$ 3 bilhões, causando uma grande exposição financeira para o investidor. Existe uma diferença em o petróleo que se encontra no reservatório (chamado de "*oil in place*") e reserva. A reserva recuperável de um campo, com a tecnologia hoje disponível, é de apenas cerca de 30% do petróleo que se encontra nas rochas reservatórios em subsuperfície no campo.

Os números mencionados acima servem apenas como exemplo das incertezas que passam pela análise do tomador de decisão, quanto este tem que optar entre participar da licitação de um bloco expioratorio, ou destinar os recursos financeiros a outro projeto.

Um conceito importante a ser esclarecido é o de "reserva". Segundo a prática da indústria petrolífera, e que pode ser legitimada pela definição da *Society* of *Petroleum* Engineers- SPE americana. Reserva é o volume de petróleo (existente ou atribuído a um prospecto – campo em potencial) que pode ser economicamente explotado, ou seja, produzido e vendido, em troca de uma receita que permita a recuperação de todos os investimentos feitos, e que recupere todas as despesas necessárias para conduzir as operações de todas as fases (exploração, desenvolvimento, produção e abandono do campo, pagamentos de impostos, tributos e *royalties*) e ainda permita a remuneração do capital envolvido, ou seja, que propicie um lucro compatível com as expectativas do investidor. Em última análise, remunere o acionista.

Esta definição de reserva significa que a classificação de uma acumulação de petróleo como reserva, depende de atributos característicos e definidos por cada empresa, e não apenas de condições técnicas, tributárias e legais que são únicas do projeto ou contrato com o governo a que este está sujeito.

Atributos de cada empresa, tais como, situação fiscal da empresa detentora dos direitos, tanto no pais hospedeiro (onde são conduzidas as operações), como no país de origem da empresa (em função dos incentivos e deduções fiscais que lhe são permitidas em cada caso), ou como o custo de oportunidade e necessidade de priorizar suas carteiras de projetos frente a orçamentos **limitadas,** fazem com que uma mesma acumulação de petróleo possa ser considerada (ou qualificada) como reserva para uma empresa, e não para outra.

Esta distinção é fundamental para se entender a lógica econômica por trás dos contratos de E&P, tanto entre empresas e governos, como entre empresas. Uma mesma descoberta de petróleo numa parceria poderá ser uma reserva para um sócio mas não para outro. Os contratos devem contemplar esta realidade e conter

mecanismos que, sempre que possível, possam atender aos anseios e expectativas de todas as partes envolvidas.

I.2.2. **Alto Risco**

É comum a percepção de que o *Risco Geológico* é o fator preponderante em projeto de petróleo, mas outros fatores de risco não técnicos também têm um alto peso na tomada de decisão de se investir. Além dos riscos puramente técnicos, como é caso do Risco Geológico e do risco tecnológico (quando se trabalha em áreas de fronteira do conhecimento e da experiência, como são os projetos em lâmina d'água profunda – distância entre o nível do mar e fundo oceânico onde se localiza a cabeça do poço maior do que 800 metros), estão presentes também riscos comerciais normais de qualquer atividade econômica, como variações de preço de venda dos produtos, custos de insumos, taxas de juros e taxas de câmbio e mudanças na legislação.

Para os projetos de E&P (que como veremos a seguir têm um longo ciclo de vida) há também os riscos decorrentes de ser uma atividade econômica regulada e fiscalizada por uma entidade soberana (o governo do país ou da província onde se localiza o projeto), e que por razões totaimente desvincuiadas da atividade econômica que está sendo exercida, pode decidir alterar as condições legais vigentes a época da decisão de se iniciar o investimento. Com isto configura-se uma situação de quebra de contrato em que dificilmente há uma instância superior a que se possa recorrer.

Como metodologia para avaliação desses riscos, podemos, para simplificação e facilidade de entendimento, agrupá-los em três categorias: Risco Geológico, Risco ***Negocial*** e ***Risco*** Político.

Risco Geológico: depende do histórico de descobertas na área, que serve para se realizar inferências sobre o potencial de novas descobertas. Em sentido amplo, está vinvulado também a existência de infra-estrutura adequada instalada para as atividades de exploração e produção, como portos, aeroportos e empresas prestadoras de serviços especializados (perfilagem de poços, aquisição sísmica, etc.), como decorrência de uma indústria petrolífera já atuante. Nesta categoria também incluímos a chance de existir tecnologia disponível para desenvolver e colocar em produção uma eventual descoberta de petróleo em condições operacionais pouco ou nunca testadas.

Como exemplos, podemos citar as bacias sedimentares do Golfo do México, do Oriente Médio e a Bacia de Campos no Brasil, onde o Risco Geológico é baixo, com grandes volumes de petróleo já descobertos, infra-estrutura instalada, e onde se realizam trabalhos na fronteira tecnológica, exatamente par que as outras condições para realizar investimentos em E&P já estão satisfeitas.

A título de contra-exemplo, podemos mencionar a Suíça, que tem todas as condições de risco negocial e político com excelente perspectiva, mas não tem petróleo detectado, portanto altíssimo Risco Geológico.

Existem diversas empresas e publicações especializadas em fornecer dados técnicos para a avaliação do risco geológico, e fornecer informações sobre a infra-estrutura existente, em todas as bacias sedimentares do mundo.

No caso de países em que a indústria ainda não atingiu um alto nível de maturidade, com várias empresas de petróleo instaladas, faz parte do trabalho de fomento da agência reguladora usar ferramentas de marketing e encarregar-se de promover suas áreas para exploração pelo mundo afora, e trazer novas empresas para competir em seu mercado, fornecendo este tipo de dados e informações necessários, para que os investidores interessados se motivem a investir no país.

Risco Negocial: é o risco de que contratos acordados não sejam cumpridos por decisões unilaterais, principalmente por parte dos governos. Estas decisões podem, em certos casos, até ser justificadas por razões de soberania nacional, mas do ponto de vista do investidor, elas se constituem num risco que pode levar a perdas consideráveis. Este risco não é vinculado apenas a um contrato efetivamente assinado, mas ao ambiente legal, e principalmente tributário, que vigorava à época em que o investidor decidiu iniciar o projeto. Fazem parte desta categoria a elevação ou a criação de impostos, a suspensão dos direitos de remessa de moeda forte devido a moratórias nacionais, do direito de exportação da produção realizada, e outros, sendo o mais dramático a expropriação de reservas de petróleo por parte do governo.

A diferença entre Risco Negocial e Risco Político está em que, mesmo em países de longa tradição democrática, há o risco de governos legitimamente eleitos efetuarem mudanças nas regras do jogo enquanto este ainda está sendo jogado.

Como veremos em ***1.2.3,*** os projetos de E&P têm longa maturação e na sua grande maioria excedem em tempo a qualquer ciclo político, com exceção das duradouras ditaduras de alguns países do terceiro mundo, que no século XX duraram ou duram mais de 30 anos (Cuba, Indonésia, Iraque, etc.), e dos países comunistas, como a Russia e a China.

O ciclo Conservador do Reino Unido durou menos de duas décadas (governos de Margaret Thatcher -1979 a 1990 e John Major –1990 a 19997). O ciclo Republicano dos Estados Unidos durou 3 administrações de 4 anos (duas de Ronald Reagan e uma de George Bush). Do início das ditaduras dos países latino-americanos (anos 60) até a sua redemocratização foram menos de 30 anos.

Um projeto de exploração dura de 3 a 10 anos. De desenvolvimento de 3 a 5 anos e de produção de 10 a 30 anos. Há casos na Noruega de se passarem 16 anos entre a descoberta de petróleo e o início da produção do campo. Da assinatura de um contrato para exploração, até a conclusão do abandono de um campo, podem se passar mais de 40 anos. Ou seja, as descontinuidades de políticas governamentais, pela mudança da orientação política de governos, podem facilmente exceder a vida dos

projetos de E&P, como veremos na análise da característica de Longa Maturação *(item I.2.3)* dos projetos.

O mundo tem vários exemplos, tanto na indústria do petróleo como em outras atividades econômicas, de como funciona a instabilidade do ponto de vista de cumprimento das regras acordadas. Um exemplo de país que muda constantemente as regras do setor petróleo, em função da volatilidade dos preços de mercado e das condições políticas e macro-econômicas do pais, é o Reino Unido, que nos últimos 20 anos criou e extinguiu vários impostos incidentes sobre a produção de petróleo (criação e extinção do PRT- Petroleum Revenue Tax, modificações no regime de *royalties*), e modificou as regras de dedução de gastos dos impostos que permaneceram.

Para se realizar estudos de viabilidade técnico-econômica e vaioração de campos de petróleo no setor inglês do Mar do Norte, não basta conhecer a legislação atual. É preciso saber a data em que foi aprovado o Plano de Desenvolvimento do campo (o chamado Anexo B), a legislação vigente aquela época, e todas as mudanças que ocorreram desde então até hoje. Isto significa que quando uma empresa decide adquirir um bloco para realizar exploração de petróleo, há um alto risco de que os impostos que irá pagar durante a fase de produção serão bastante diferentes daqueles vigentes a época da tomada de decisão de explorar.

Por outro lado há países que honram os contratos e que, por razões internas, nos últimos anos realizaram apenas mudanças que beneficiaram os investidores. Este e o caso de Angola, onde o Risco Geológico pode ser considerado como médio, o Risco Político como alto, pois trata-se de um pais que ainda traz sequelas da guerra civil, mas tem um baixo Risco Negocial, pois honra integralmente os contratos de E&P assinados. De outra maneira não conseguiria manter a atratividade para investidores estrangeiros.

Risco Político: decorre do potencial de mudanças bruscas no pais, devido a instabilidades políticas e sociais, como guerras, guerras civis, movimentos guerrilheiros, movimentos de reivindicações populares que ameacem o poder político constituído, seja este democrático ou não, podendo levar ao esgarçamento do tecido social e rupturas bruscas nos trabalhos das instituições, como tribunais, agências de governo, bancos, etc., ou o impedimento das empresas de trabalharem por consequência de greves, atentados diretamente as instalações das empresas ou que cortem o suprimento de água, alimentos, energia ou outros insumos, sequestros, etc.. A consequência da concretização dos risco desta categoria pode levar ao Risco Negocial, com o descumprimento de acordos sob justificativas de ameaças a segurança nacional ou as instituições.

Não é objeto desta monografia discutir os fundamentos sócio-políticos das mudanças políticas que podem ocorrer nos países, e nem de como e porque surgem movimentos de oposição armada, mas apenas a título ilustrativo de maneiras utilizadas para o monitoramento do Risco Político de países, vamos mencionar que a experiência mostra que há uma tendência no mundo para que haja uma mudança brusca de

governos quando três fatores coexistem: *inflação* alta, corrupção e *empáfia* do governante. Estes e outros fatores, dependendo da metodologia utilizada, são monitorados constantemente pelas grandes empresas para avaliação dos riscos a que estão expondo seus investimentos.

Cabe esclarecer que a realidade não tem a menor importância nesta análise, e depende apenas de como a população do pais alvo percebe estes fatores. Uma inflação de 30% ao mês parecia demasiadamente alta para os brasileiros até meados da década de 90. Nesta mesma época, uma inflação de 8% ao ano seria devastadora para alemães ou suíços.

O mesmo se aplica com relação a percepção relativa do nível de corrupção. Temos desde políticos japoneses fazendo haraquiri pela vergonha de serem pegos por desvio de dinheiro público, até a aceitação por parte do povo brasileiro do conceito do "rouba mas faz". A percepção do nível de corrupção por parte da população depende da cultura, do momento histórico, do montante financeiro envolvido, e comprovação, real ou fictícia, e principalmente da maneira como a mídia local veicula informações, se de forma independente ou complacente (ou mesmo conivente) com os corruptores e corrompidos.

A percepção da empáfia do governante é a percepção da maneira como este se apresenta ao público, se de maneira arrogante e distante das mazelas do povo, ou se de maneira distante mas sem agredir, por desprezo, ao inconsciente das pessoas. Ou se este consegue refletir (e ser convincente em seu discurso), que se identifica com os dramas e anseios populares. Novamente é preciso enfatizar que o que importa nesta análise não é a realidade, mas como é a percepção da população local sobre o tema.

Nas últimas décadas a história traz exemplos em que os três fatores ocorreram simultaneamente, nas quedas do Xá Reza Pahlevi do Irã e do ditador Suharto da Indonésia, na redemocratização da Argentina e no impeachment do presidente Collor no Brasil.

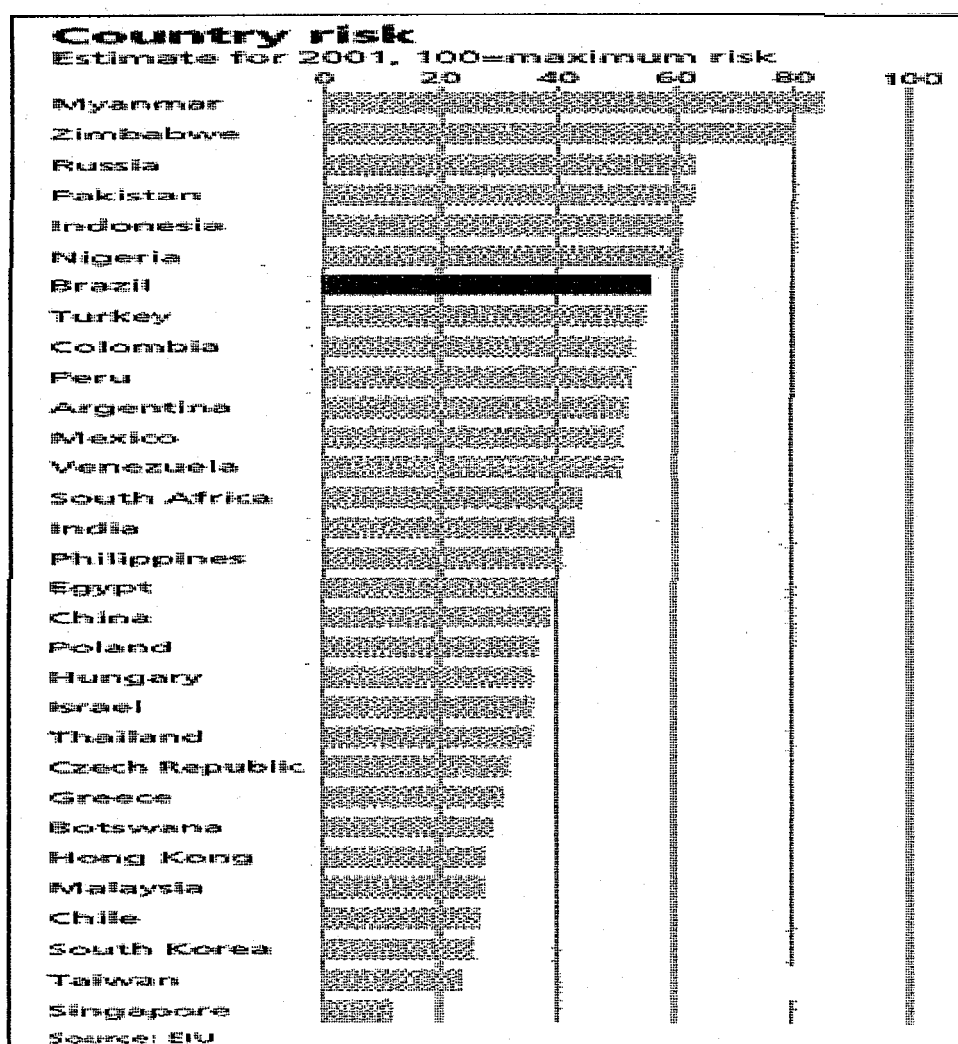
RESUMO DAS CONSIDERAÇÕES SOBRE RISCO

Um país com grande potencial exploratório, mas com alto risco político deve oferecer segurança no cumprimento dos contratos. Angola é um exemplo de país nestas condições, pois é um país com grandes reservas de petróleo mas vive em estado de guerra crônico. No entanto, tem cumprido rigorosamente os termos negociados, tendo havido casos em que a renegociação dos contratos, em função de problemas internos do país com a guerrilha (como atentados a instalações de produção de petróleo) foram no sentido de melhorar as suas condições econômicas.

O Reino Unido é um exemplo de país com razoável potencial geológico, baixo Risco Político e alto Risco Negocial, pelas constantes mudanças na legislação tributária que efetuou em função das variações do preço do petróleo, com alterações na sua política de incentivos fiscais para a exploração de petróleo.

A Noruega tem grande potencial petrolífero, estabilidade política e negocial, e em contrapartida tem dos mais altos impostos pagos pelas empresas de petróleo em todo o mundo (28% de imposto de renda, mais 30% de "Special Tax" pagos apenas pelas empresas produtoras de petróleo, mais 0,7 % do valor dos ativos registrados como investimentos, que no caso da Noruega, devido a legislação ambiental e de segurança industrial, são bem mais elevados que em campos semelhantes em qualquer outro lugar do mundo).

O equilíbrio entre os riscos Geológico, Negocial e Político, como percebidos pelas empresas através da análise técnica e da história política, econômica e sócio-cultural do país (e não pelos discursos dos governos que estão conjunturalmente no poder), é que determinam quanto o país conseguirá atrair de investimentos e conseguir captar da renda econômica auferida pelas empresas nas atividades de E&P.

A título de ilustração apresentamos a seguir a tabela de risco por país publicada pela revista The Economist em outubro de 2000, tendo por objetivo mostrar os riscos para investidores do mercado financeiro, mas que serve para mostrar onde está situado o Brasil no contexto mundial com relação a percepção de risco.

I.2.3. Longa Maturação

Os projetos de E&P têm a característica de possuírem um longo ciclo de vida, com riscos diferentes em cada etapa, sendo que em um projeto completo com sucesso, o tempo total, entre a avaliação da área até o abandono do campo, poderá ser superior a 40 anos.

Na maioria dos casos há limitações contratuais quanto ao tempo disponível para empresas cumprirem cada etapa, com opções para a empresa entre adentrar a etapa seguinte mediante novos compromissos de execução de trabalho, ou simplesmente devolver a área ao governo.

Para as empresas, os projetos se iniciam com uma fase de avaliação geológica preliminar, antes mesmo da sua oferta em uma licitação por parte dos governos. Essa avaliação pode durar durante anos, requerendo altos dispêndios pela empresa interessada, ou pelo menos durante vários meses. Vencida uma licitação, inicia-se a fase exploratória que leva pelo menos um ano, podendo em muitos casos levar até 10 anos, para dar resultados concretos. Segue-se a avaliação das jazidas descobertas na fase anterior, que pode levar até cerca de um ano, antes da declaração de comercialidade e início do efetivo desenvolvimento das reservas.

Resumidamente os projetos em média têm as seguintes fases e riscos de não se obter o resultado esperado comparado com os dispêndios envolvidos:

	Fase	Dispêndios	Duração	Riscos
1	**Avaliação geológica preliminar**	0,2 a 5 milhões de US$	**3** meses 5 anos	médio
2	**Preparação para Licitação**	0,2 a 3 milhões de US$	3 a 12 meses	médio
3	**Pagamento de Bõnus em Licitação**	1 a 300 milhões de US$	não se aplica	alto
4	**Exploração**	3 a 50 milhões de US$	3 a 10 anos	alto
5	**Avaliação de uma descoberta**	5 a 50 milhões de US$	2 a 12 meses	alto
6	**Desenvolvimento do Campo**	40 a 2000 milhões de US$	2 a 5 anos	médio
7	**Produção**	US$2 a US$10 por barril produzido	5 a 50 anos	médio
8	**Abandono**	20 a 400 milhões	3 a 18 meses	baixo

Os valores, prazos e riscos acima são médios, portanto pode haver grandes variações caso a caso, a depender das característica técnicas, ambiente fisiográfico, legislação aplicável e outros fatores.

Na maioria dos países, o prazo para a realização de trabalhos exploratórios varia de 5 a 10 anos, dependendo do tamanho dos blocos, dificuldades operacionais e da fronteira tecnológica que deve ser vencida. Estes trabalhos costumam ser divididos em fases, sendo normalmente no contrato impostas as seguintes condições para se adentrar a uma nova fase: 1) firmar o compromisso de se perfurar poços exploratórios adicionais e, 2) a devolução de uma parte considerável (média de 50%) da área original do contrato.

No desenvolvimento de campos no mar, a fase de obtenção de receitas com a produção só se inicia depois de desenvolvida grande parte das reservas, com a construção e instalação de equipamentos de produção, perfuração de grande parte dos poços previstos e, muitas vezes, de oleodutos e terminais para escoamento da produção.

Isto significa que normalmente há um período de 5 a 15 anos de dispêndios até que se recupere o capital investido, sendo frequentes casos em que isto nunca acontece. Mesmo nestes casos, é comum o investidor decidir prosseguir com o projeto, de maneira a reduzir seu prejuízo, redução muitas vezes viável apenas devido a existência de legislação tributária que permita recuperar perdas realizadas no próprio projeto e em outros projetos no mesmo país.

Passada a fase de recuperação do capital investido, a empresa começa a acumular os lucros que lhe permitirão investir em novos projetos, e também a reservar o capital que será necessário para realizar o abandono do campo. Esse abandono tem se tornado cada vez mais caro devido a legislações ambientais cada vez mais rigorosas, exigindo desmantelamento e remoção de plataformas, e recondicionamento do solo ou fundo oceânico. Isto requer um planejamento financeiro rigoroso, pois sera um evento com altos dispêndios quando o projeto já tiver deixado de gerar recursos.

Em alguns países o governo além do provisionamento contábil do recursos para o abandono, exige que sejam feitos depósitos em moeda forte em uma conta dedicada para o abandono e que é administrada pelo próprio governo.

A fase de produção, que finalmente traz a rentabilidade ao projeto, é que permite a empresa compensar as perdas que teve com outros projetos de risco sem sucesso. Quando uma empresa de E&P investe em risco, é porque ela teve alto retorno no poucos projetos em que teve sucesso.

1.3. O papel do Governo

Dentro dos atributos tradicionais, cabe aos governos estabelecer o regime jurídico e tributário sob o qual serão conduzidas as atividades de E&P no país. Além do monopólio estatal, em vigor hoje em poucos países como o México, há duas modalidades principais de contratação entre o governo e as empresas: contratos para execução de trabalhos (exemplos: Contratos de Prestação de Serviços e Contratos de Partilha de Produção) e licenças para exploração e produção, como os Contratos de Concessão e outras variações semelhantes.

Esta contratação se dá diretamente pelo governo, ou através de uma companhia estatal dedicada exclusivamente a este fim, internacionalmente conhecidas como National *Oil* Company (NOC) (em oposição as *International Oil* Companies (IOC) que são as empresas privadas).

Mais adiante em **1.3.3** discorreremos com mais detalhes sobre estas modalidades, mas antes vamos tratar dos objetivos dos governos quando celebram quaisquer destes tipos de contratos.

1.3.1 Captura da Renda econômica

É missão dos governos minimizar os riscos acima descritos para atrair investidores capazes, técnica e economicamente, desejosos de alocar dinheiro a projetos de E&P, para que estes sejam realizados e a produção de petróleo estabelecida, com o conseqüente pagamento de *royalties* e impostos. Esta é a maneira de otimizar a captura da renda econômica dos projetos para seus cofres, ressarcindo a sociedade pela exaustão dos recursos naturais do país, enquanto eles ainda têm importância econômica (ver análise mais detalhada em 1.13 A estratégia da Petrobras, sob o enfoque das forças competitivas de Michael Porter).

Quando, por mudanças tecnológicas dos mercados consumidores ou por exigências ambientais, os recursos petrolíferos deixarem de ser importantes, não haverá mais razão para sua extração e a sociedade não se beneficiará mais com eles. Cabe ao governo, como gestor destes recursos, dar-lhes o melhor destino enquanto têm valor econômico.

Numa licitação promovida pelo governo para outorga de áreas para E&P que seja bastante competitiva, ou seja, com várias empresas interessadas, de diferentes origens e culturas, o mercado dirá quanto vale naquele momento o direito de explorar e produzir o petróleo de uma determinada área. A captação de renda pelo governo como resultado da efetiva produção será feita pela cobrança de bônus, pela aquisição dos direitos de exploração e produção, e pelo pagamento de *royalties* e impostos, o que só ocorrerá se houver investimentos e produção de petróleo.

Do ponto de vista do governo, o pagamento de bônus é uma antecipação do pagamento dos *royalties* que o mercado considera que seriam razoáveis para aquele projeto. Isto porque as empresas, depois de considerarem todos os parâmetros de uma avaliação econômica (inclusive quanto espera de lucro em função dos riscos assumidos), oferece aquilo que ela acha que vale a pena ser pago para garantir para si os direitos de realizar a exploração, e eventualmente produção, de petróleo na área.

1.3.2 Controle pela Sociedade

Cabe ao governo estabelecer o regime jurídico contratual que regulará a atividade, e com isso manter o controle da sociedade sobre os recursos naturais do país. Também é sua missão formular um ambiente de negócios propício, através de práticas transparentes, emissão de regras claras e estáveis (abaixo das leis no ordenamento jurídico), em todas as vertentes que afetam direta ou indiretamente a condução das operações de E&P.

Estas regras cobrem desde a condução direta das operações, como autorizações para realizar levantamentos técnicos de campo, perfuração de poços,

padrões de segurança em plataformas, até processos de licenciamento ambiental e legislação financeira.

Mesmo que a legislação ambiental seja rigorosa, a sua aplicação e fiscalização tem de ser simples, rápida e eficiente, evitando o gasto desnecessário de tempo e de recursos que apenas onerem as operações, sem agregar a estas segurança ou eficiência.

A legislação financeira inclui regras de conversão de moedas, pagamento de fornecedores no exterior, abertura de contas bancárias, internação de capitais e receitas de exportação, repatriação de capital e lucros, e outras que compõem o ambiente em que há grande movimentação de dinheiro entre sócios, e destes para fornecedores. Sua estrutura deve ser tal que propicie a movimentação de grandes somas rapidamente, característica da intensidade de capital dos projetos de E&P, e ao menor custo de transação possível, mas que também permita a sociedade o controle do fluxo de capitais, para que não se criem riscos de desequilíbrios e passíveis de criar crises cambiais ou movimentos inflacionários.

As decisões governamentais sobre cada fase devem refletir o que a sociedade espera, e que preço ela está disposta a pagar para manter o equilíbrio entre os vários aspectos envolvidos, muitas vezes conflitantes. O exemplo mais atual é o rigor com que se aplicam normas ambientais aos projetos industriais. Quanto mais rigorosas as regras maiores os custos envolvidos, podendo chegar a inviabilizar projetos, e, consequentemente não gerando emprego e renda para o país.

Por outro lado, os riscos de acidentes ambientais devastadores e de difícil ou impossível recuperação das condições ambientais anteriores ao acidente são muito grandes nas atividades de E&P. O ponto de equilíbrio não é fácil de ser definido e pode variar grandemente durante a vida de um projeto. Em síntese, a legislação aplicável deve sempre refletir o que a sociedade espera do equilíbrio entre riscos e benefícios em um determinado momento.

O mesmo raciocínio se aplica com relação aos tributos cobrados pela atividade. A cobrança de *royalties* ou tributos elevados pode inviabilizar um projeto, e, consequentemente, um percentual alto sobre zero de receita, é sempre zero.

I.3.3 Regimes Contratuais

A tendência no mundo inteiro é de que as áreas para exploração e produção de petróleo sejam originalmente obtidas dos governos através de licitações abertas pelo órgão do governo regulador da atividade, ou de negociação direta entre este e as empresas de petróleo. Em ambos os casos o estabelecimento de regras claras, que permitam ao investidor saber qual deve ser seu esforço para ser competitivo, valoriza os projetos para o país que os oferece.

Há duas vertentes principais para a formalização da participação das empresas na atividade de E&P: através de licenciamento para a execução da exploração e

produção de petróleo (*licencing*), ou pela contratação da execução de trabalhos. No primeiro caso se enquadram os Contratos de Concessão ou Licenças de Produção e outros semelhantes.

No caso de contratação para execução de trabalhos, os casos mais comuns são os Contratos de Partilha de Produção (Production *Sharing*), seguidos em menor escala dos Contratos de Serviço, sendo que há variações de país para país de como estes contratos são estruturados e de como se calcula a remuneração da contratada.

Do ponto de vista do vínculo entre governos e as entidades que realizam as atividade de E&P, provavelmente os únicos países que permitem que pessoas físicas ou jurídicas sejam efetivamente donas de recursos naturais, sem outorga pelo Estado, são os Estados Unidos e o Canadá. Esta permissão se dá apenas em terra, por razões históricas e pela cultura do país de como devem ser conduzidas as atividades econômicas de qualquer natureza. Nenhum outro país produtor de petróleo de alguma importância no contexto mundial concede este direito a seus cidadãos.

Há uma tendência dos países industrializados de adotarem o regime de licenças através de Contratos de Concessão, e dos países menos desenvolvidos de adotarem e, regime de contratos de execução de serviços, especialmente os de Partilha de Produção. Não há consenso das razões para esta distinção, mas vários estudiosos consideram que ela está ligada a capacidade dos países de realizarem auditorias sobre as prestações de contas das empresas, e, conseqüentemente, da eficiência dos governos de serem remunerados pela atividade de E&P.

Isto se dá porque, via de regra, o órgão responsável pelo controle das atividades de E&P (que é quem emite as licenças ou celebra contratos), é distinto da autoridade tributária (Ministério de Economia ou Finanças). No caso dos países industrializados, a autoridade responsável pela coleta de tributos geralmente é muito bem estruturada e conta com profissionais bem treinados e competentes, inclusive versados sobre os detalhes operacionais e econômicos das atividades da indústria petrolífera. Isto permite que o órgão regulador da atividade petrolífera se concentre nos seus aspectos técnicos, e o órgão arrecadador de tributos se encarregue da captura da renda econômica.

No caso dos países menos desenvolvidos, o controle e fiscalização da coleta da renda econômica advinda da produção de petróleo é feita pelo próprio órgão responsável pela atividade de E&P, que geralmente dispõe de mais recursos financeiros para contratar, treinar e preparar seus auditores. Além disso, o órgão de E&P prefere ter autonomia de negociar e fiscalizar seus próprios contratos, e portanto estabelecer o nível de captura da renda econômica pelo Estado em função do seu monitoramento da percepção de risco do mercado.

Na grande maioria dos casos de licenças de exploração e produção, como foi a opção adotada pelo governo brasileiro através dos Contratos de Concessão, estas áreas são obtidas através de licitações abertas, como são os *Bid* Rounds do Golfo do México nos Estados Unidos, do Reino Unido e da Noruega.

Por outro lado, os contratos de Partilha de Produção são outorgados também via licitações abertas, ou através de um processo de negociação direta com os órgãos de

governo ou uma solução híbrida. Neste último caso trata-se de um processo competitivo com vários critérios de seleção de vencedores, com regras claras e definidas, mas dando possibilidade do órgão de governo de voltar as empresas participantes do processo, e solicitar que melhorem suas propostas em alguns dos critérios. Isto geralmente ocorre porque algum outro participante fez uma proposta melhor em algum critério. Com isso, o governo trabalha junto ao mercado para conseguir a melhor proposta em todos os critérios classificatórios considerados.

CONTRATOS DE CONCESSÃO

As Concessões, nome mais comum das licenças, são outorgadas a empresas como Direito de Exploração e Produção de Petróleo por um tempo limitado (com exceção das concessões nos Estados Unidos), e são formalizadas através de um Contrato de Concessão, que pode ser um extenso documento, ou um documento bastante simplificado, em função do grau de regulamentação que a atividade tem no país.

Apesar de ser prática atual dos países industrializados adotarem o regime de concessões, este regime surgiu no Oriente Médio no início do século XX. Durante os anos 30, os governos dos países do Golfo Pérsico assinaram vários Contratos de Concessão com empresas internacionais. Naquela época esses países não possuíam nenhuma legislação petrolífera, acabavam de sair do domínio do Império Turco Otomano e estavam buscando sua própria identidade. Os contratos eram completos em si próprios, no sentido de que não faziam referência a nenhuma lei. E nem era necessário, pois eram negociados e assinados pelo Soberano, portanto eram inquestionáveis pela sociedade e pelas empresas.

Os contratos garantiam direitos exclusivos sobre uma vasta região por períodos de 60 a 75 anos, mediante o pagamento de um bônus e *royalties* sobre a produção (a palavra *royalty* significava originalmente pagamento ao rei). Os concessionários estavam desobrigados de fazer pagamento de qualquer outro tipo de imposto, inclusive de importação, exportação ou renda.

Esses contratos também garantiam direito irrestrito ao contratista de executar, construir, manter e operar qualquer tipo de trabalho ou instalações. Havia apenas a prerrogativa do Soberano de indicar pessoas de sua confiança para trabalharem nas empresas detentoras dos direitos.

Os Contratos de Concessão atuais limitam muito mais os direitos do investidor, que têm que se submeter a todas as outras leis da país, como leis ambientais, financeiras e tributárias. Com o objetivo de dar maior flexibilidade ao contrato, muitos governos optam por legislar através de portarias e decretos (ou outros diplomas legais semelhantes) para regulamentar as atividades de E&P. Se esta solução dá flexibilidade ao contrato, por outro lado aumentam as incertezas sobre as regras aplicáveis, e portanto, os riscos que as empresas estão assumindo aumentam.

Para um contrato ser aditado é necessário que haja a concordância de todas as partes envolvidas. Portanto, de maneira geral, as empresas preferem que as principais regras estejam estabelecidas no Contrato de Concessão, para evitar que o governo possa unilateralmente introduzir alterações as regras vigentes via decretos ou portarias.

Um exemplo de cláusula que as empresas sempre desejam ver introduzida nos Contratos de Concessão é a cláusula de estabilidade econômica. Ela dá o direito a empresa de pedir uma renegociação das cláusulas econômicas do Contrato, caso haja alguma alteração nas condições econômicas com relação as vigentes a época da assinatura do Contrato, como por exemplo mudanças nas alíquotas de imposto ou criação de novos impostos que reduzam as margens de lucro do projeto.

Este tipo de cláusula é desejável mas inócua. As empresas sempre querem ter o direito de pleitear compensações. Por outro lado, nenhum país abre mão de sua soberania, e portanto de introduzir instrumentos de regulação da atividade econômica ou captação de recursos, quando assim julgar necessário.

Dentre os países que adotam o regime de Contratos de Concessão podemos citar: Estados Unidos, Reino Unido, Noruega, Argentina e Brasil.

PARTILHA DE PRODUÇÃO

Os Contratos de Partilha de Produção, uma modalidade de contrato para realização de trabalhos, foram introduzidos pela Venezuela em 1948. Têm por característica a captura da renda econômica pelo governo através da entrega, pela empresa contratada, de uma participação na produção dos campos ao governo segundo regras pré-estabelecidas, como por exemplo uma entrega cada vez maior, na forma de uma escala progressiva em função da produção acumulada durante a vida do campo.

Esta escala progressiva é a definição da Partilha de Produção, feita depois da recuperação do "óleo de custo"*(cosf oil)* (volume produzido que em caso de descoberta é garantido a empresa para a recuperação de seus custos operacionais e investimentos para a realização de lucro pelo investidor.

O país contribui com a cessão dos direitos de E&P da área em função de sua soberania, e recebe em troca uma parte da produção de petróleo, mais os impostos normalmente pagos pela atividade industrial no país, como imposto de renda, de exportação, etc.

Os Contratos de Partilha de Produção são, em geral, assinados entre as empresas e a companhia petrolífera estatal local. Em alguns casos este contrato tem que ser ratificado pelo parlamento nacional para ter validade legal, o que torna mais difícil qualquer posterior alteração, pois torna-se necessário retornar ao parlamento para qualquer modificação ser introduzida ao contrato.

Alguns contratos também prevêem o pagamento de um bônus de produção quando a produção acumulada de um campo alcançar um certo volume acordado (por

exemplo 25 ou 50 milhões de barris), ou quando a produção média diária atingir um certo patamar (por exemplo 10.000 barris por dia).

A seguir discorreremos sobre alguns dos modelos mais conhecidos:

MODELO PERUANO

Modelo de Partilha de Produção cuja escala progressiva de partilha é função da relação entre os gastos acumulados (investimentos + custos operacionais para produção) e a receita acumulada, podendo haver algum tipo de redutor em função da produção média diária.

A vantagem deste modelo é que não é preciso definir regras de depreciação. Por outro lado, as auditorias contábil e financeira nas contas da contratada devem ser frequentes e detalhadas, além de requerer que no contrato estejam detalhados e esclarecidos todos os custos que poderão ser contabilizados como gastos acumulados.

MODELO ANGOLANO

Modelo baseado na partilha aa produção acumulada do campo. A escala progressiva de partilha da produção é baseada no volume total produzido pelo campo (ou bloco), sendo que a partilha poderá ser feita antes ou depois da recuperação dos investimentos e custos operacionais.

Neste último caso o contrato deverá estabelecer as regras de depreciação e recuperação dos investimentos e custos, e os limites dentro da receita auferida para sua recuperação. As auditorias contábil e financeira nas contas da contratada devem ser frequentes e detalhadas, além de que no contrato devem estar detalhados e esclarecidos todos os custos que poderão ser contabilizados como gastos a serem recuperados.

O modelo também estabelece que 50% da receita bruta é reservada para recuperação de custos, e sobre a outra metade é que se aplicam as regras de partilha da produção. Caso a recuperação de custos seja menor do que 50% da receita bruta, sobre o excedente também se aplicam as regras de partilha da produção.

MODELO LÍBIO

Modelo de partilha de produção baseada na produção média diária. É semelhante aos anteriores, sendo que a escala progressiva de partilha é função da produção média diária do campo, podendo portanto flutuar de acordo com a fase de produção, desde o início da produção, passando pela fase do platô, até a entrada em declínio e exaustão.

Do mesmo modo que o modelo angolano, a partilha poderá ser feita antes ou depois da recuperação dos investimentos e custos. Como nos casos anteriores o contrato deverá estabelecer as regras de depreciação e recuperação dos investimentos e custos, e os limites para tal recuperação. Neste caso também as auditorias contábil e financeira nas contas da contratada devem ser frequentes e detalhadas, além de que no contrato devem estar detalhados e esclarecidos todos os custos que poderão ser contabilizados como recuperáveis.

No caso da Líbia, além da partilha da produção, a parte que cabe a empresa também sofre uma redução em função da relação entre os gastos acumulados (investimentos + custo de produção) e a receita acumulada, como no caso peruano.

CONTRATOS DE SERVIÇO

Esta modalidade contratual está sendo cada vez menos usada pelos governos, mas ainda existem vários contratos em vigor. É o caso dos Contratos de Risco no Brasil, que foram assinados nas décadas de 70 e 80 entre a Petrobras e empresas privadas. Alguns destes contratos ainda estão em vigor.

Em sua maioria os contratos estabelecem que a contratada realizará investimentos de risco, e que em caso de insucesso não serão reembolsados, mas em caso de sucesso serão reembolsados segundo uma certa regra semelhante a depreciação. Também se aplicam mecanismos semelhantes aos dos Contratos de Partilha de Produção para a remuneração da contratada.

Outro exemplo de aplicação desse modelo é a contratação pela estatal local de empresas para desenvolverem reservas descobertas, ou realizarem trabalhos adicionais em campos já descobertos, geralmente com dificuldades técnicas, como por exemplo com óleo pesado e de difícil extração, e campos próximos a exaustão das reservas.

Nestes casos a remuneração da contratada é calculada como um percentual de uma produção incremental a partir de uma curva de produção projetada que for acordada entre as duas partes. Isto significa que a contratada terá que fazer investimentos e/ou usar novas tecnologias para conseguir extrair mais petróleo (ou mais rapidamente) que a estatal local.

I.3.4 Conclusão sobre o *Regime Contratual para* as empresas

Para as empresas, do ponto de vista econômico, é indiferente qual a modalidade contratual adotada. O resultado econômico depende de quanto o governo captura da renda econômica, e portanto de quanto sobra para a empresa. Esta captura pode ter localmente diferentes nomes, como impostos, *royalties,* partilha de produção, etc., mas o que importa é quanto do resultado líquido a empresa recebe para se remunerar dos investimentos e riscos assumidos.

A grande diferença para as empresas ocorre quanto aos riscos negociais e jurídicos de interpretação das cláusulas do contrato em caso de disputas com o governo. Mas também aqui não será um regime contratual que dirá se o país é confiável ou não. A cultura, a história recente (em termos de projetos de E&P, ou seja pelo menos 30 anos) e a prática indicam o quão confiável é um país no cumprimento dos termos acordados, sejam estes num Contrato de Concessão, Partilha de Produção ou qualquer outra modalidade que seja criada.

Em outras palavras, o regime contratual pouco afeta a tomada de decisão de realizar investimentos em E&P. Os principais fatores são os riscos Geológico, Negocial e Político.

1.4. As Empresas de Petróleo

Uma empresa de petróleo, como investidora, tem por meta o máximo desenvolvimento econômico das reservas de hidrocarbonetos que venha a encontrar na área objeto do contrato, de maneira que venha a ter a maior remuneração possível por seus investimentos e pelos riscos assumidos. A teoria econômica nos diz que investimento é a renuncia a liquidez do capital na expectativa que este capital cresça. E é isto que o investidor em E&P espera quando aplica seus recursos.

Para o investidor, há varias condições mínimas que têm que ser satisfeitas de maneira que o contrato seja aceitável diante de todas as incertezas inerentes aos projetos de E&P. Apesar dessas condições mínimas serem diferentes para cada investidor, em função de sua preferência na estruturação da carteira de projetos e de suas condições específicas como empresa (local de incorporação, carga tributária, etc.), podemos listar quatro condições mínimas que precisam ser satisfeitas:

- **primeira condição.** Por se tratarem de projetos de alto risco, em caso de sucesso, o investidor quer **ser remunerado por ter assumido riscos.** Esta é uma condição que ele exige em qualquer país, e é isto que viabiliza seus investimentos de risco, pois a adequada remuneração dos projetos em que teve sucesso no passado é que lhe permite continuar a investir em projetos de risco. É voz corrente no mercado que um projeto com sucesso precisa apresentar uma Taxa de Rentabilidade Interna de pelo menos 25% a.a. para compensar os riscos e dar condições a empresa para continuar a investir em outros projetos de risco.

- **segunda condição.** Dado que serão realizados grandes investimentos para a pesquisa exploratória, o investidor quer a garantia de que terá os **direitos exclusivos de exploração e produção** na área objeto do contrato enquanto detiver os direitos sobre a mesma. Não faz sentido que ele invista na obtenção de novos dados que reduzirão o nível de risco (levantamentos geofísicos, perfuração de poços, etc.) para que outro investidor (que não correu riscos) se beneficie dessas informações enquanto ele contratualmente detiver os direitos de exploração e produção. Um vez extinto este direito, o governo poderá cedê-lo a outros ou executar os trabalhos que julgar necessários.

Isto leva a necessidade de que o prazo contratual concedido ao investidor para que realize os trabalhos exploratórios seja condizente com as condições operacionais e com o conhecimento técnico pré-existentes na área, podendo este ser prorrogado mediante o comprometimento de trabalhos adicionais, geralmente com a devolução para o governo de parte da área do contrato.

- **terceira condição.** Dada uma descoberta realizada durante a exploração, o investidor será o único responsável pela decisão de realizar novos trabalhos e investimentos adicionais para delimitar e decidir pela viabilidade técnica e econômica do campo. Com base em seus próprios critérios (que como vimos acima distingue um investidor do outro), deve decidir se deve avaliar a descoberta com trabalhos adicionais, e caso confirme sua exequibilidade econômica, desenvolver o campo, assumindo os riscos econômicos decorrentes desta decisão. Não é raro que uma descoberta em condições de fronteira tecnológica (lembramos que todo petróleo fácil de achar *e* produzir já foi descoberto) requeira investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento de tecnologia para ser desenvolvida.

- **quarta condição.** Ter garantias de livre disponibilidade do petróleo produzido, com direito de vender sua produção no mercado internacional. Esta condição é que o capacita a captar recursos financeiros no mercado para o desenvolvimento do campo, antes mesmo do início da fase de produção,

Esta exportação pelo detentor dos direitos de E&P não ocorre necessariamente, mas é essa opção que assegurará a empresa produtora de petróleo o direito de vender sua produção pelo melhor preço que conseguir, seja no mercado doméstico, seja no mercado internacional. No caso de venda da produção no mercado internacional, o direito de manter no exterior a receita advinda desta venda é uma conseqüência natural da confiança que teve ao trazer recursos físicos e financeiros para o país, para depois, quando necessário, reingressar no país com estes recursos obtidos através da venda da produção para pagamento de suas obrigações com fornecedores e com o governo.

Adicionalmente, o investidor necessita de garantias de que as regras fiscais que vigoravam na época de sua decisão de investir vigorarão até o fim da vida do contrato. Nenhuma lei ou cláusula contratual dará plenamente esta garantia. Apenas a prática, ou seja, o histórico de um pais de honrar seus compromissos assumidos com os investidores e de seus governantes de serem razoáveis quando *se* configuram situações em que um contrato precisa ser renegociado, é que dão conforto ao investidor no sentido de que este será tratado de maneira razoável.

Com este conforto, a percepção de risco se torna favorável para o investidor, fazendo-o assumir maiores riscos técnicos e comerciais, investindo mais e ajudando o país a se desenvolver, conforme já discutimos acima quando abordamos os riscos dos projetos de E&P.

I.4.1 Porque investir em E&P

Por quê investir em E&P em áreas que outras empresas já atuaram?

Simples: para ganhar dinheiro.

Uma resposta mais elaborada poderia ser: porque os técnicos das empresas que estão chegando agora a área, acham que enxergaram algo que os técnicos das outras empresas, que já a exploraram, não viram. Isto não significa que os técnicos da empresa que está chegando agora sejam melhores do que os das empresas que já passaram por lá. Mostra apenas que eles são diferentes e têm experiências diferentes.

No caso específico da exploração de petróleo, se normalmente há discordância na interpretação de dados entre dois exploracionistas (geólogos e geofísicos), mais ainda em relação a duas empresas que têm culturas, experiências e tecnologias diferentes.

O mesmo se aplica com relação a concepções de desenvolvimento de campos e as maneiras de operá-los. A Petrobras, por exemplo, depois de comprar os ativos petrolíferos de uma grande empresa de petróleo na Colômbia, passou a operar os campos de maneira mais barata e conseguiu elevar a produção dos campos adquiridos. A Petrobras viu coisas que a outra empresa não tinha visto, ou que, por razões legais ou de política corporativa, não poderia modificar, como maneiras e estilos diferentes de se fazer as coisas do que até então sempre vinham sendo feitas.

Estas maneiras vão desde política salarial e de benefícios a empregados até procedimentos operacionais, como sequência de operações de produção e transporte de petróleo e tratamento para estimulação de poços produtores.

No final dos anos 70, quando da descoberta do campo de Majnoon, no Iraque, pela Petrobras, grandes empresas européias já haviam feito trabalhos exploratórios na mesma área, sem terem visto um campo de 20 bilhões de barris de reserva que estava lá para ser descoberto. É um campo numa situação geológica muito particular, que levou outras empresas a não acreditarem no potencial daqueles indícios.

A história da indústria do petróleo está repleta de exemplos semelhantes. No início dos anos 70, o conhecimento dos *"bright spots"* (feições em secções sísmicas que são importantes indicadores da existência de hidrocarbonetos em subsuperfície) era segredo tecnológico de umas poucas empresas que ganharam muito dinheiro nas licitações do Golfo do México. Elas conseguiam enxergar algo mais que as outras empresas.

É importante ressaltar que neste caso histórico, todas as empresas tinham acesso aos mesmo dados sísmicos, que era vendidos pelas empresas especializadas em aquisição de dados (dados especulativos). Literalmente os geofísicos daquelas

empresas viram coisas que os geofísicos das outras não viram, provavelmente por terem tidos experiências diferentes e por terem testado hipóteses diferentes com sucesso.

A Carta Global de Ciclos Eustáticos (variação relativa do nível do mar nos últimos 600 milhões de anos), desenvolvida pela Exxon é outro exemplo de segredo tecnológico mantido confidencial durante muitos anos. Sua publicação no livro *Memoir* 26 da Associação Americana de Geólogos de Petróleo - AAPG, mostrava os ciclos do período Cretáceo apenas como uma suave linha sem detalhes, pois sua publicação completa havia sido vetada pela empresa. E a Exxon já utilizava internamente esta carta há pelo menos 10 anos.

Conseguir ver esta variação do nível do mar em dados geológicos é fundamental para se identificar alguns tipos de rochas reservatório de petróleo. Com esta carta, os exploracionistas (geólogos e geofísicos) da Exxon tinham uma enorme vantagem sobre seus colegas de outras empresas, porque conseguiam ver o que os outros não viam.

O filósofo Francis Bacon nos dá uma pista do porque isto acontece, quando ele descreveu nossa percepção da realidade através de quatro ídolos:

ídolos da Tribo: Preconceitos inerentes a própria natureza humana. Como sabemos que o que vemos não é condicionado pelo que somos, pelas nossas próprias percepções, muito pela nossas raizes culturais? No nosso caso da indústria do petróleo, pelas influências do país de origem da empresa e de seus técnicos. Algumas empresas minimizam os efeitos deste preconceito mantendo equipes multiculturais.

ídolos da Caverna: Nosso enfoque particular, em que a influência da história de vida de cada um de nós impacta a maneira como interpretamos a realidade. São os preconceitos da própria experiência pessoal. Em nosso caso de atividades de E&P, são os preconceitos frutos de nossa experiência profissional, ou seja, pelo que estamos acostumados a ver. Expor os técnicos a diferentes ambientes geológicos e operacionais é uma tática para minimizar este fator.

ídolos do Foro: A influência do meio na maneira como interpretamos a realidade. Preconceito da linguagem surgido por palavras mal definidas, em função da deficiência das palavras que podem significar coisas diferentes. A palavra "processo" tem significados diferentes para um advogado, um engenheiro químico ou um engenheiro de qualidade. Nossos vocabulários técnicos são deficientes e, em sua grande maioria, de origem na língua inglesa, portanto as palavras podem ter interpretações diferentes por cada pessoa.

ídolos do Teatro: Preconceitos dos sistemas filosóficos aos quais abraçamos, sem nos determos aos fatos, tradições que os compõem, e passam a justificar e legitimar a exclusão de novas idéias. Desde fatores

culturais como a religião e práticas normais das sociedades onde fomos criados, até "escolas de pensamento", que são enfatizadas ou banidas pelas universidades onde estudamos, nos criam paradigmas que nos levam inconscientemente a excluir possibilidades quando analisamos alternativas.

Esse tema é extremamente importante para se entender porque tantas empresas se interessaram em investir no Brasil, mesmo depois que uma empresa com capacidade técnica inquestionável no mundo todo ter realizado intensos trabalhos exploratórios durante quase 40 anos de monopólio.

Em suma:

> As empresas acham que com seu ***conhecimento*** (em sentido amplo) podem realizar coisas que a Petrobras não conseguiu até agora. Isso não significa que a Petrobras seja incompetente ou ineficiente. Esta postura por parte das empresas se aplica em qualquer lugar que haja oferta de novas oportunidades. A diferença é que agora, pela primeira vez este princípio também está sendo aplicada no segmento E&P no Brasil sem a participação da Petrobras.

I.4.2 Avaliação de oportunidades de negócios

Para o investidor internacional em projetas de E&P, é importante que se verifique a distribuição de seus projetos em diferentes ambientes geológicos, contratuais e políticos, de maneira a manter uma carteira balanceada entre os riscos que afetam este tipo de atividade.

Além das considerações econômicas e financeiras normais em qualquer tomada de decisão para investimentos, o investidor em petróleo leva em consideração outros fatores para os quais está sensível devido as características e a história da indústria. São os Riscos Negocial e Político, como a chance de ocorrerem expropriações ou mudanças nos contratos devido a mudanças políticas no país hospedeiro durante a vida do projeto, e, principalmente, na eventualidade de ocorrem grandes descobertas.

Para a tomada de decisão o investidor coloca as seguintes questões:

- O país alvo tem histórico de expropriações na indústria do petróleo ou em alguma outra indústria?

- Já ocorreram moratórias que colocaram em risco a repatriação de capital ou remessa de lucros, por fatores externos a condições de segurança nacional ou extemporaneidades devido a mudanças políticas?

- Se for iniciada a produção de petróleo, este será vendido a preços de mercado?

Muitas destas questões são difíceis de ser incorporadas a uma análise econômico/financeira dos projetos, e a maneira mais fácil de contemplá-las é a utilização de Taxas de Desconto diferenciadas para cada país, com taxas mais altas para países de maior risco. Como o fator de desconto cresce exponencialmente com o tempo assim como a incerteza dos eventos, torna-se uma maneira conveniente de "penalizar" um projeto por coisas que não temos muito controle quantitativo, mas temos uma percepção dos riscos envolvidos.

Como analisamos em ***I.2.3***, a Longa Maturação dos projetos de E&P requer que uma grande parte do investimento seja realizada nos primeiros 2 a **4** anos, com a perfuração de poços, construção de plataformas de produção e bases de apoio, e eventualmente de oleodutos, para só então se iniciar a efetiva produção quando grande parte das instalações já estarão prontas.

Com a perfuração de poços adicionais, a produção passa a crescer até atingir um nível ideal (chamado ae platô de produção) do ponto de vista técnico (de preservação dos reservatórios em subsuperfície) e econômico, de maneira que não requeira a construção de instalações que venham a ficar rapidamente ociosas com o início do declínio da produção do campo.

Este fluxo de caixa tem uma alta e necessária concentração de dispêndios nos primeiros anos, e a receita distribuída ao longo de 15 a 30 anos. Isto significa que os impostos incidentes sobre os investimentos na fase de desenvolvimento terão um impacto muito grande na avaliação econômica do projeto, por incidirem muito antes da geração de receitas pelo projeto, podendo mesmo inviabilizá-lo se forem elevados.

É condição de viabilidade dos projetos que o pagamento de tributos seja razoável e que não criem um Ônus demasiado no início de sua implantação, além da garantia da repatriação do capital investido acrescido de uma parcela de lucro razoável em função das características da atividade de E&P.

Os valores pagos como impostos nesta fase, por se agregarem ao montante dos investimento, serão parcialmente recuperados durante a depreciação e amortização destes durante a fase de produção, quando houver geração de receita, como custos dedutíveis do Imposto de Renda Pessoa Jurídica, o que significa que causarão uma redução nos valores pagos a título de impostos sobre o resultado advindo das operações. No Brasil, parte dos impostos pagos durante a implantação, como o ICMS, poderá ser recuperada durante a venda da produção, pelo mecanismo de recuperação de créditos.

No entanto, os impostos indiretos, como ICMS, IPI e CPMF, em termos de Valor Presente Líquido (VPL) significam uma pesada carga tributária na implantação de um projeto, podendo inviabilizá-lo, tendo como conseqüência a decisão do investidor de não implantá-lo, portanto não gerando resultados econômicos e impostos para o governo sobre o resultado das operações.

Adicionalmente, o valor econômico de um projeto não depende apenas do fluxo de caixa do projeto em si, mas também da questão do pagamento dos impostos no país em que se localiza a sede da empresa que irá fazer o investimento. O objetivo dos investimentos de uma empresa é o de obter resultados para seus acionistas. Portanto, são levados em consideração, na hora de investir, a carga tributária e os eventuais benefícios fiscais a que a empresa investidora terá direito tanto em seu país de origem como resultado das operações como no país onde se localiza o projeto.

Cada país compete pelos investimentos no setor com outros países, que se caracterizam por diferentes potenciais para descobertas, estabilidade política, econômica e negocial, frutos de sua história durante as últimas décadas, e em alguns casos séculos, que contrabalançam seus riscos com o que podem cobrar em termos de tributos dos investidores que querem arriscar seu capital na busca e extração de recursos naturais.

Para as empresas norte-americanas, a possibilidade de obter créditos contra os impostos pagos nos Estados Unidos, em função dos impostos pagos em um país estrangeiro, é um importante fator de decisão econômica. Muitas vezes esta possibilidade depende apenas da maneira como a lei no país onae o tributo e pago está escrita, de modo que as quantias pagas ao governo local sejam reconhecidas pelo fisco americano como imposto, e não como os *royalties*. Para o governo local não haverá diferença, pois continuará recebendo a mesma quantia, mas o país onde se implanta o projeto será mais competitivo para atrair investimentos de empresas norte-americanas.

Um Fluxo de Caixa Típico de projetos de E&P deve considerar separadamente o que é capital de risco, entendido como o capital gasto durante a fase de exploração e avaliação, dos investimentos para Desenvolvimento e Abandono do campo. Durante a fase de produção é quando se obtém receitas, paga-se pelos custos operacionais necessários para manutenção da produção, e o governo faz sua principal captura da renda econômica cobrando *royalties* e os impostos diretos relativos ao desempenho econômico do projeto, ou seja lucro.

Para exemplificar, montamos o Fluxo de Caixa Típico, que pressupõe a amortização dos investimentos em 10 anos e uma alíquota global de impostos de 40%, além de *royalties* de 10% sobre a produção bruta e custo operacional de US$ 3,00 por barril produzido (Figura 1).

Uma análise de viabilidade econômica real é muito mais complexa, com todo o sistema tributário refletido no algoritmo para a análise. Também simula-se várias opções de produção, preço, gastos, reservas, velocidade de produção das reservas, etc., através de sofisticadas ferramentas de Pesquisa Operacional (coms o Método Monte Carlo), para se tentar vislumbrar os principais riscos e possíveis resultados do projeto.

FLUXO DE CAIXA TÍPICO EM mmus$							
	Exploração	Avaliação	Desenvol. & Abandono	Receita	Custo Operacional	Impostos e Royalty	Fluxo de Caixa
1	15,00						(15,00)
2	15,00						(15,00)
3	15,00	20,00					(35,00)
4			90,00				(90,00)
5			90,00				(90,00)
6			90,00	200,00	30,00	59,60	20,40
7			90,00	240,00	36,00	82,60	31,40
8				288,00	43,20	98,20	146,60
9				288,00	43,20	98,20	146,60
10				288,00	43,20	98,20	146,60
11				288,00	43,20	98,20	146,60
12				288,00	43,20	98,80	146,00
13				244,80	36,72	82,12	125,96
14				208,08	31,21	68,83	108,04
15				176,87	26,53	59,95	90,39
16				150,34	22,55	52,94	74,85
17				127,79	19,17	47,51	61,10
18				108,62	16,29	43,45	48,88
19				92,33	13,85	36,93	41,55
20				78,48	11,77	31,39	35,31
21				66,71	10,01	26,68	30,02
22				56,70	8,50	22,68	25,51
23				48,19	7,23	19,28	21,69
24				40,97	6,14	16,39	18,43
25				34,82	5,22	13,93	15,67
26				29,60	4,44	11,84	13,32
27				25,16	3,77	10,06	11,32
28				21,38	3,21	8,55	9,62
29				18,18	2,73	7,27	8,18
30			60,00	15,45	2,32	6,18	(53,0)
Total	**45,00**	**20,00**	**420,00**	**3.424,45**	**513,67**	**1.199,78**	**1.226,00**
				Taxa de Rentabilidade Interna			**27%**

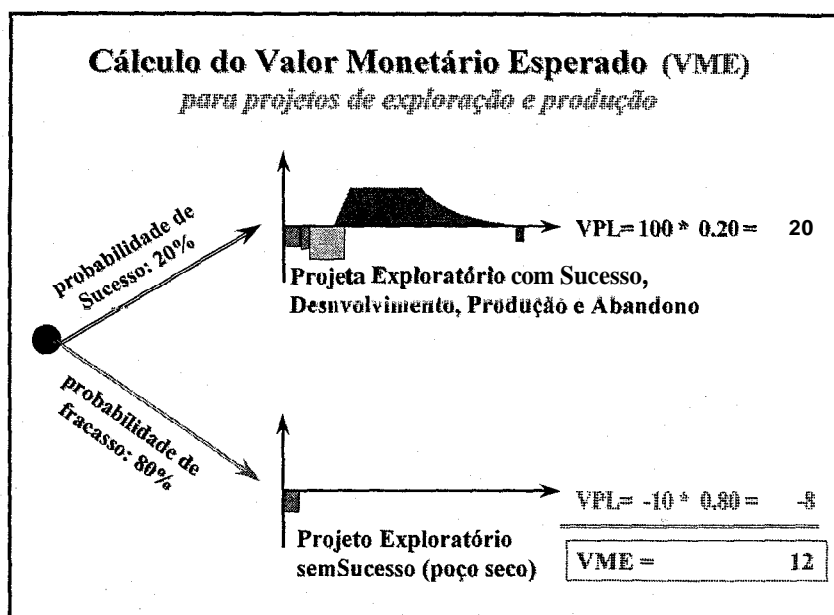
Preço do Petróleo	20,00	US$/barril
Custo Operacional	3,00	US$/barril *produzido*
Royalty	10%	*sobre a produção bruta*
Impostos	40%	(amortização em 10 anos)

Figura ▮

O gráfico abaixo mostra de maneira esquemática o fluxo de caixa no tempo dividido em suas principais fases. O dilema do executivo responsável pela tomada de decisão de entrar num projeto é que ele está no ponto zero do gráfico, vendo tudo o que poderá ocorrer, mas sem certeza nenhuma a começar da primeira fase, exploração, e tem que decidir quanto este fluxo de caixa incerto vale para pagar a vista o direito de entrar no jogo pagando pelo direito de investir em risco.

Este pagamento tanto pode ser na forma de bônus numa licitação do governo, como na no pagamento como forma de "carrego" (discutiremos esse assunto mais adiante) para outra empresa que já detém os direitos da área.

Na tomada de decisão, é feita uma ponderação entre: 1) o capital de risco envolvido e, 2) o resultado esperado em caso de sucesso (em que o campo seria desenvolvido, a produção realizada e finalmente realizar o abandono), segundo a probabilidade de ocorrerem os dois eventos.

De forma esquemática e simplificada para o projeto de se perfurar apenas um poço, temos a figura abaixo, com a ponderação entre um projeto com sucesso e VPL de 100 unidades e probabilidade de 20% de ocorrer, e projeto apenas de sua uma fase exploratória de capital de risco no valor de 10 e 80% de chance de insucesso, chegando-se a um Valor Monetário Esperado (VME) de 12.

Esta separação entre o capital de risco do projeto total é muito importante para se entender a lógica econômica dos *Farmout Agreements* (discutido em ***1.6.1***), que é o tipo negócio mais comum entre empresas nos projetos de E&P. Esta foi a modalidade adotada pela Petrobras para iniciar seus projetos de parceria, que foram os primeiros negócios da Abertura do Mercado de E&P no Brasil.

I.4.3 RESUMO DAS CONDIÇÕES PARA AVALIAÇÃO DE OPORTUNIDADES

Em resumo, são os seguintes fatores que influenciam o valor de uma oportunidade de negócio de E&P na análise por parte de uma empresa:

a) o risco que os exploracionistas (geólogos e geofísicos) atribuem as suas hipóteses técnicas para que ocorra a acumulação de hidrocarbonetos;

b) o volume e as características do hidrocarboneto que se supõe existir em subsuperfície;

c) o tempo e a vazão considerados ideais para a explotação dos reservatórios;

d) os custos estimados para desenvolver, operar e abandonar o campo;

e) as previsões dos níveis de preço e de existência de mercado para os hidrocarbonetos que serão produzidos durante a vida Útil do campo;

9 a situação fiscal e tributária incidente sobre o campo, refletindo o montante já depreciado e/ou amortizado dos investimentos feitos, de acordo com a legislação do país hospedeiro, e a carga de impostos e de *royalties* que serão cobrados pela produção do campo e/ou pelos seus ativos;

g) a carga tributária a que está sujeita a empresa compradora, tanto em seu país de origem como no país em que se localiza a reserva;

h) a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) **que** a empresa compradora considera para seus investimentos;

i) o risco das condições contratuais e do regime fiscal vigente a época da assinatura dos contratos não serem mantidos até o fim da vida do projeto;

j) as chances de haver conturbações políticas que atrasem o desenvolvimento de urna descoberto, impeçam a produção de petróleo ou levem ao rompimento do contrato e expropriação das reservas.

k) a possível sobrevalorização por razões estratégicas, como por exemplo: viabilização de uma refinaria, garantia de suprimento para instalações industriais, aproveitamento de benefícios fiscais, etc.

I.5. Licitações Governamentais

Como dissemos acima as empresas de petróleo trabalham em um ambiente econômico de alto risco, capital intensivo e de longa maturação de seus projetos. Suas estratégias para sobreviver e crescer neste ambiente contemplam a distribuição de seus projetos e riscos em diferentes partes do planeta, mas requerem que algumas condições mínimas sejam satisfeitas.

Um governo, baseado no que pode oferecer para satisfazer estas necessidades dos investidores, poderá estabelecer quanto poderá cobrar em termos de impostos, ou terá que a estes renunciar para poder atrair investimentos para extração de seus recursos naturais, para o benefício de sua própria sociedade.

Há várias maneiras de serem escolhidos os vencedores de uma licitação: pelo valor do bônus de assinatura, pago a vista; pelo programa de trabalho exploratório proposto (geralmente em quilômetros de sísmica a serem adquiridos e número de poços a serem perfurados) ou pela combinação desses dois critérios, como divisão dos compromissos em fases e pagamento de bônus em diferentes eventos, declaração de descobertas comerciais, após a produção acumulada de certo volume, etc. Para cada critério o governo pode estabelecer pesos diferentes ou incluir outros critérios, que podem ser desde financeiros, como valor dos ativos, nível de endividamento da empresa interessada, etc., até o compromisso de gastos com treinamento de pessoal local ou percentual de compras no mercado local.

O que é imperativo para o investidor, é que as regras de qualificação e classificação sejam claras e transparentes, para que ele tenha condições de julgar se vale a pena ele despender esforços e recursos na licitação, e quão competitiva será sua proposta, enquanto avalia como estarão se posicionando seus competidores durante a licitação.

Em função da credibilidade que o governo local e seu órgão regulador da atividade conquistaram no mercado, depois de décadas de exercício de suas funções de maneira razoável e transparente, a confiança que o investidor deposita no mesmo se traduz em programas de trabalho mais arrojados e bônus de maior valor, pois há uma redução no fator de risco que o investidor atribui ao pais.

Muitas vezes isso passa despercebido, porque outros fatores, como variações no preço do petróleo, custos de desenvolvimento e probabilidade de se encontrar grandes reservas, variam mais e em prazo mais curto do que a percepção do investidor em relação a confiabilidade do país, mas certamente isto tem um grande peso na tomada de decisão pois cria a "imagem do país", que é mais duradoura do que ciclos de alta e baixa dos preços de petróleo.

Ao término de cada rodada de licitações as empresas fazem suas análises do por quê de seus fracassos e sucessos, e todas medem a eficiência de sua participação na licitação, em termos de quantos blocos obtiveram ou perderam, e quanto dinheiro foi "deixado na mesa" (diferença entre o valor pago pelo vencedor e o segundo colocado)

em cada bloco. Os dados históricos de várias licitações pelo mundo afora mostram como estes parâmetros variam, de empresa para empresa, de momento a momento, mas todas tentam estabelecer padrões que lhes auxiliem a prever o comportamento do mercado nas próximas licitações.

Há casos de propostas arrojadas feitas para blocos em que, simplesmente, não apareceram outros interessados, assim como há casos de empresas que analisam as tendências de como seus competidores elaboram propostas. Por exemplo, se seu competidor costuma terminar o valor da proposta com o algarismo 6, seja qual for o valor de sua proposta em grandes números, termine sua proposta com o algarismo 7. Os analistas das empresas são extremamente criativos, algumas vezes até com sucesso, nos seus esforços de tentar prever o comportamento da concorrência.

Mas afinal, como saber se uma empresa teve uma participação correta na licitação? Em projetos de exploração de petróleo o resultado final só será conhecido depois de vários anos, quando os programas exploratórios forem cumpridos e as descobertas, se houverem, forem desenvolvidas e produzidas.

Se alguma empresa pagou por um bloco mais de 20% do que o segundo colocado considerou tecnicamente justificável como valor máximo, e se esse segundo colocado achou que não conseguiria fazer o mesmo trabalho com custo igual ou menor que o vencedor, ou ainda se o vencedor não dispõe de uma tecnologia própria que lhe permita ver algo que os concorrentes não viram, provavelmente (o que é muito comum) o vencedor vai perder dinheiro. Pode não ser grande vantagem para quem ficou de fora, mas psicologicamente, ao menos, funciona como a vingança do perdedor.

1.6. Os negócios entre empresas de petróleo

As empresas de petróleo se associam em diversos níveis, com diversos objetivos, que podem ser desde estudos regionais preliminares de alguma bacia sedimentar, até a compra e venda de parte dos seus direitos de E&P, ou negociam vendas de ativos petrolíferos (projetos de E&P), integralmente através de diferentes modalidades de negócio.

Apesar de no mundo de hoje a criatividade ser mandatória para a viabilização de novos negócios, sendo necessário a garantia de que as partes envolvidas tenham suas aspirações atendidas, a indústria do petróleo já tem praticado várias formas de acordos, que podem ser agrupadas didaticamente nos modelos discutidos em ***1.6.1***.

No entanto, é preciso lembrar que em cada caso poderão ser elaborados novos esquemas, ou variações dos existentes, que viabilizem os negócios propiciando a distribuição dos riscos entre os parceiros, realçando o valor da experiência, características e vantagens competitivas de cada um, de modo que a divisão dos resultados seja proporcional ao Ônus assumido por cada um, seja em termos de exposição aos diversos riscos envolvidos (geológicos, tecnológicos, financeiros, comerciais, políticos, etc.), ou seja pela cessão de direitos adquiridos.

Vale lembrar que os critérios usados pelos governos para elaborar os modelos econômicos de seus contratos de E&P, e que impactam os resultados econômicos de **cada sócio de um consórcio contratado** de maneira diferente, seja uma Concessão, Partilha de Produção ou Prestação de Serviço, deveriam levar em consideração o tripé que sustenta a decisão de qualquer empresa para efetuar investimentos em outros países: Risco Geológico, Risco Negocial e Risco Político. Se os governos não os levam em consideração, as empresas os levam.

De modo a repartir os riscos e maximizar o valor monetário esperado de seus projetos, as empresas mesmo depois de obterem áreas para E&P ainda procuram se associar na condução das operações, ou simplesmente vendem seus direitos quando os projetos deixam de ser interessantes segundos seus critérios.

A forma de associação de menor compromisso entre empresas é a formação de um grupo para o estudo conjunto de uma área para exploração. Nesta modalidade de associação, um consórcio de empresas se propõe a fazer um estudo técnico geológico cobrindo uma área que será licitada pelo governo. O documento que formaliza este tipo de associação tem o nome genérico de *JBA* - Joinf *Bidding* Agreemenf, e estabelece **regras** para decisão de conflitos, quem será o operador do bioco no caso do consórcio sair vencedor da licitação, e condições para que não haja competição predatória entre os participantes do estudo, quer seja na licitação em foco ou em futuras licitações, visto que todos os participantes trarão dados e experiências para serem compartilhados entre os membros do consórcio.

Para a constituição de uma operação conjunta (Joint Venture, Consórcio, Parceria, União Temporária de Empresas ou outro nome que se dê) entre empresas em projetos de E&P há a necessidade de se acordar entre os sócios as regras para a condução das operações. O documento padrão, que funciona como uma espécie de acordo de acionistas, é **JOA – Joint Operating Agreement,** que define quem será a empresa operadora, como serão as regras de deliberação, procedimentos para aprovação de Programas de Trabalho e Orçamento, penalidades em casos de inadimplência, e outras regras que são padrão entre as empresas de petróleo. Algumas dessas regras podem dificultar (ou mesmo impedir) a realização de negócios do tipo *Farmout* ou mesmo venda de direitos (cujo termo legal é cessão de direitos) por um dos sócios. São as regras sobre Direito de Preferência.

1.6.1 Modelos de Negócios

Os Modelos de Negócios de E&P entre empresas descritos a seguir são apenas ilustrativos por serem os mais comuns, mas nada impede que a criatividade dos negociadores elaborem variações dos mesmos adaptando-os as condições peculiares de risco de cada estágio dos projetos, e de maneira a satisfazer os interesses e expectativas de cenários das partes envolvidas.

FARMOUT AGREEMENT

A modalidade de negócio mais comum entre empresas de petróleo atuando no segmento de E&P é o chamado "***Farmout Agreement***". O modelo mais simples de "Farmout" é aquele em que uma empresa detém 100% dos direitos de um bloco, e identifica um prospecto que acha que deve ser testado, mas que não considera como prioritário em sua carteira de projetos. Oferece então parte dos direitos a outra empresa.

Para o "farminee", empresa que aceita o "farmout' (e portanto está fazendo o "*farmin*"), cabe fazer sua análise e seus cálculos para verificar se, na sua ótica, aquela oportunidade de negócio que está sendo oferecida vale os riscos a serem assumidos.

A empresa decidiu não pagar pelo teste porque o projeto não está em suas prioridades, seja porque o risco geológico é alto ou porque tem outros projetos em carteira competindo pelos recursos financeiros e que apresentam melhor perspectiva de retorno.

Nesta modalidade, a venda de parte dos direitos do bioco é feita em contrapartida a participação do comprador em uma razão desproporcional nos investimentos de risco exploratório a participação que adquiriu. Por exemplo, o comprador compra 50% de participação nos interesses em um bloco através do pagamento de 100% dos custos de um poço. Esta desproporcionalidade é chamada de "carrego", que no exemplo acima é chamado de "carrego 2 para *1*".

Do ponto de vista econômico, significa para a empresa que oferece o "farmouf' que ela se desonerará do risco inicial do projeto. Na sua análise do Fluxo de Caixa, como descrito acima, ela terá capital de risco zero e na análise do projeto com sucesso ela também não terá os dispêndios iniciais do projeto. Isto faz com que seu Valor Monetário Esperado suba enormemente, tornando-se um projeto muito mais atrativo.

Para o *farminee* o capital de risco dobrou, e é preciso verificar se, segundo suas expectativas, o Valor Monetário esperado ainda é positivo.

Este modelo pode ter variações, como participação em poços de avaliação, execução de levantamento sísmico ou execução de todo um programa exploratório. A filosofia aplicada é que o vendedor (ou cedente) transfere parte (ou a totalidade) do risco geológico para o "farminee", em troca da cessão dos direitos de exploração e produção que o vendedor (ou cessionário) detém. A diferença entre o valor pago e o valor da titularidade do comprador sobre o investimento realizado (carrego) é o custo de oportunidade do negócio que o comprador está disposto a pagar.

Em termos contabeis, o vendedor passa a ter em seus ativos apenas a parte que lhe restou dos direitos e nenhum valor do investimento de risco realizado, apesar de ter direitos sobre ele. Para o comprador, o valor pago pelo investimento de risco se refletirá integralmente no balanço, sendo dedutível como despesa de seu imposto de renda em caso de insucesso.

Este aspecto contábil/tributário precisa ser enfatizado, para que fique claro que na verdade o governo do país de origem do capital (país sede do comprador) está indiretamente subsidiando investimentos de risco no país hospedeiro. No caso de uma empresa americana (alíquota de imposto de 34%) cerca de um terço do investimento de risco é subsidiado indiretamente pelo governo americano via dedução fiscal da renda tributável pelo Imposto de Renda.

SWAP DE ÁREAS

Muitas vezes as empresas trocam participações em áreas com projetos em diferentes etapas (exploração, desenvolvimento ou produção), mesmo quando localizados em diferentes países.

Há vários problemas envolvidos neste tipo de negócio, uma vez que, como foi dito acima, o valor das áreas depende muito mais das peculiaridades da empresa compradora e do país em que se encontram as reservas do que das características técnicas das reservas em si, portanto o valor de uma determinada área para uma empresa não é o mesmo para outra, tornando-se difícil a valoração de várias áreas ao mesmo tempo para fins de *"swap".*

Em um *"swap"* de 2 áreas por 2 empresas torna-se necessário equalizar **4** valorações: 2 por uma empresa (do bloco que está vendendo e do bloco que está comprando).e *mutatis mutandis* 2 pela outra empresa.

Outra dificuldade muito comum a ser contornada é o direito de preferência, que os outros sócios em cada bloco ofertado para "swap" têm no caso de oferta da área para venda. Cada sócio deverá analisar se lhe interessa comprar a parte da empresa vendedora nas mesmas condições oferecidas, sendo que lhe é concedido contratualmente (JOA ver ***1.6.2)*** um determinado prazo para exercer seu direito de preferência.

Como cada JOA das áreas envolvidas no *"swap"* estabelece prazos diferentes e, dá as outras empresas que são sócias nas áreas oferecidas, prazo determinado para exercerem seu direito de preferência, estarão envolvidas no processo de valoração das áreas oferecidas muitas empresas com interesses bastante diversos, tornando o processo trabalhoso e caro. As empresas interessadas no *"swap"* podem despender vários meses de trabalho que servirão apenas para balizar o valor dá área para que algum sócio exerça seu direito de preferência sem muito esforço.

No entanto, está é uma prática bastante comum na indústria, não sendo frequente o exercício do direito de preferência por parte dos sócios.

VENDA COM OVERRIDING ROYALTY

Este é um modelo tradicional de venda com retenção de direitos **a** receita futura por parte da empresa vendedora após a venda de interesses. O *overriding royalty* é um percentual aplicado sobre a produção bruta do campo, que é pago ao antigo detentor

dos direitos da área durante a vida do campo. Na indústria do petróleo diferencia-se dos royalfies, normalmente pagos ao governo, por serem pagos a uma pessoa física ou jurídica que detinha os direitos de produção.

Podem ser estabelecidos eventos importantes a partir dos quais será pago o overriding *royalty*. Por exemplo: após a descoberta de um novo campo no bloco, ou quando a produção acumulada do campo atingir um certo volume, ou a confirmação da existência de um novo horizonte produtor, etc; assim como podem ser estabelecidos eventos para cessar o pagamento do overriding royalfy, como um limite de tempo (pagamento durante 5 anos), ou até o volume produzido atingir um determinado valor, abandono de um horizonte produtor, etc.

Uma variação do *overriding royalty* é o net *profit interest*, que o último tem como diferença do primeiro que o seu pagamento, seja diretamente da produção ou do resultado financeiro, só ocorrerá após a recuperação pela empresa compradora do capital investido, acrescido de uma remuneração sobre o mesmo, que é negociada entre as partes, geralmente na forma da LIBOR mais um diferencial, ou um taxa de juros fixa em torno de 15% a.a.

Este capital pode incluir um eventual valor de compra ou não, dependendo principalmente do interesse da empresa compradora, que poderá eventualmente ser acrescido dos juros também. A divisão do resultado excedente pode ser um percentual da produção bruta, do resultado operacional ou resultado líquido (depois da dedução de despesas).

A lógica econômica para este tipo de negócio é que o comprador dos ativos não pagará a vista por um potencial (melhor desempenho dos reservatórios) que poderá não se concretizar. Para o vendedor, caso os reservatórios se mostrem melhor desempenho do que suas expectativas mostravam quando decidiu vender o campo, continuará a receber um percentual sobre a produção de um campo que se mostrou melhor do que esperava.

PARTICIPAÇÃO NO INCREMENTO DA PRODUÇÃO

Neste modelo, que geralmente se trata de um contrato de prestação de serviço, a empresa contratada se compromete a fazer investimentos para elevar a produção média diária de um campo acima de uma curva de produção acordada entre as partes, e passa a dividir o resultado do incremento com a empresa detentora dos direitos.

Uma possível variação é a divisão não do incremento da produção física (barril de óleo), mas do resultado econômico da operação, ou seja, não apenas será considerado o Incremento da produção mas também a redução dos custos. Nesta variação devem ser estabelecidas também as regras de depreciação dos investimentos realizados para melhora do desempenho da operação.

Em ambos os casos, a empresa contratada pagará impostos como prestadora de serviço, não sendo normalmente onerada por impostos específicos da indústria do petróleo (windfall *profit* tax, *Petroleum* Revenue Tax, Special Tax, Participação Especial,

etc.). Muitas empresas não gostam desta modalidade porque a legislação dos países de origem (especialmente nos EUA) não permitem que sejam reportadas as reservas em seus balanços como propriedade da empresa contratada, e os investimentos realizados não são considerados investimentos de risco para fins tributários, apesar da operação apresentar riscos tecnológicos.

1.6.2 Operações Conjuntas

Para a constituição de uma operação conjunta (Joint Venture, Consórcio, Parceria, União Temporária de Empresas ou outro nome que se dê) entre empresas em projetos de E&P há a necessidade de se acordar entre os sócios as regras para a condução das operações. Em alguns casos, como no Brasil, a legislação requer que para a condução das operações conjuntas no E&P as companhias se associem sob alguma forma determinada pela legislação, que é o caso do Consórcio brasileiro, previsto na Lei no. 6.404 de 15.12.76 (Lei das S.A.) (ver 11.3.2).

A escolha dos sócios para uma operação conjunta pode se dar no momento que as empresas se associam para participar de uma licitação do governo, ou então a associação pode já estar definida quando a empresa aceita adquirir direitos de outra empresa (seja por Farmout, Swap ou simples compra), e apenas é feita a adesão pelo novo participante ao consórcio previamente existente.

Para a coexistência de empresas com objetivos semelhantes (em princípio todas são companhias de petróleo) é estabelecido um conjunto de regras agrupadas em acordo denominado Joinf Operating Agreement e seus anexos.

O JOA – JOINT OPERATING AGREEMENT

Este é o documento padrão das associações entre empresas de petróleo nas atividades de E&P, que funciona como uma espécie de acordo de acionistas, onde estão definidas as principais questões que a prática internacional mostrou serem mais relevantes. Entre estes pontos ressalta-se: qual será a empresa operadora da associação, como serão as regras de deliberação, procedimentos para aprovação de Programas de Trabalho e Orçamento, penalidades em casos de inadimplência, e outras regras que são padrão entre as empresas de petróleo.

Certas cláusulas são incluídas para garantir a cada um dos participantes o direito de conduzir operações que julgue economicamente viáveis para seus parâmetros de risco e rentabilidade, mas sob as quais que os outros participantes não concordam. É o caço das operações de risco exclusivo (sole *risk*) ou as não consensuais *(non-consent),* em que nem todos os sócios concordam com a realização de uma operação (por exemplo perfurar um poço exploratório), por consideram que tecnicamente a operação é arriscada ou que não concordam que ela trará o benefício econômico que os demais associados esperam. Neste caso os associados que concordam que se realize a operação em questão pagam por ela de acordo com sua participação, e a parte que não concorda se retira apenas daquela operação.

Se a operação tiver sucesso (pelo exemplo acima o poço for descobridor de petróleo) a parte que não concordou com a operação pode retornar a participar desta operação mediante o pagamento de uma penalidade, normalmente um percentual elevado (500% a 3.000%) do capital investido naquela operação.

Algumas das regras do JOA podem dificultar (ou mesmo impedir) a realização de negócios do tipo Farmout ou mesmo venda de direitos (cujo termo legal é cessão de direitos) por um dos sócios. São as regras sobre Direito de Preferência. As duas modalidades principais são o First Right of *Refusal* e *Pre-emption Right*

Na modalidade de First Right of *Refusal,* quando uma empresa decide vender parte ou a totalidade de seus interesses na associação ele deve primeiro oferecer aos autuais sócios o negócio. Depois de feita a consulta a empresa vendedora vai ao mercado e oferece o negócio, verificando se alguma outra empresa cobre a oferta que algum de seus sócios tenha eventualmente feito. Se nenhuma empresa cobrir a oferta o sócio que fez a melhor oferta fica com o negócio.

Na modalidade *Pre-emption Right* a empresa vendedora primeiro oferece o negócio ao mercado e, conseguindo uma oferta, verifica se alguns dos sócios cobrirá a oferta conseguida, e consequentemente ficará com os direitos que estão sendo vendidos.

Existem alguma variações (*first* right of *notification*, etc.) que precisam ser analisados com cuidado, pois os nomes não são bem estabelecidos e a interpretação da mecânica de como é exercido o direito de preferência varia entre as empresas e jurisdições. Mas, sob o nome que for, a inclusão deste direito está começando a ser questionada por limitar o mercado de companhias que poderiam estar interessadas em adquirir direitos de E&P. Uma empresa dificilmente estaria disposta a despender tempo e recursos analisando e valorando uma oportunidade que poderia servir apenas para balizar o valor pelo qual que seria exercido o direito de preferência.

Adicionalmente este direito é facilmente contornável por pelo menos duas maneiras: incorpora-se uma empresa de propósito específico (afiliada da companhia "holding" que efetivamente detém os direitos) que oficialmente é a signatária do JOA e outros acordos necessários. Quando a "holding" deseja vender seus interesses ela vende as ações da empresa de propósito específico, que continua sendo a signatária do JOA. Outra maneira é ofertar ao mercado um "pacote" com vários ativos, incluindo o de E&P em questão, definindo um valor total para o pacote. Se for necessário discriminar o valor da área objeto do direito de preferência, estabelece-se para ela um valor alto, como 80% do valor do pacote, de maneira a desincentivar os sócios a exercer seu direito de preferência.

O JOA ainda possui anexos que poderão ser negociados em conjunto, como os Procedimentos Contábeis para a operação conjunta, ou poderão ser negociados quando se tornarem necessário, como o Acordo de Levantamento da Produção *(Lifiting* Agreement) , que estabelece as regras para cada sócio fazer a retirada de sua parte da produção através de um terminal conjunto, e o Acordo de Balanceamento de Gás (Gas

Balance Agreement), que define regras de compensação entre os sócios caso apenas alguns sócios tenham mercado para sua parcela da produção de gás e outros não.

O OPERADOR DA PARCERIA

Muito se discute sobre os benefícios e vantagens, do ponto de vista de negócio, para uma empresa ser a operadora de uma parceria. O Operador, pelo próprio JOA, opera sem ser remunerado por isso, ou seja, sem lucros nem perdas. Apenas cabe-lhe o direito de cobrar um percentual de "overhead" sobre os investimentos para cobrir as despesas que não consegue comprovação, mas que são efetivas.

Por outro lado, o Operador consegue utilizar seus recursos físicos (sondas de perfuração, instalações portuárias, bases de operação, computadores, etc.) e humanos (geólogos, engenheiros, contadores etc.) em operações que serão parcialmente pagas por outras empresas. Está lógica só valida a vantagem para uma empresa de ser a Operadora de uma operação conjunta, se esta não dispuser em sua carteira de outros projetos mais rentáveis, aos quais deveria dar prioridade para alocar seus recursos.

Para projetos exploratórios em áreas onde a empresa ainda não tem outros projetos, e tem alta probabilidade de deixar o país caso não tenha uma descoberta comercial, é melhor que se associe a outra empresa que já tenha infra-estrutura no país para ser operadora do projeto, que conseguiria reduzir os gastos de instalação de infra-estrutura que nesta fase do projeto fazem parte do capital de risco sujeito a ser perdido sem retorno. Esta lógica é particularmente aplicável em áreas remotas e em países onde a indústria do petróleo não tenha alcançado uma maturidade elevada, e portanto não disponha de uma rede local de fornecedores de serviços especializados para E&P, requerendo que os operadores paguem pela mobilização e transferência dos recursos que serão utilizados, a partir de outros países ou regiões, para a nova área de operações.

O estabelecimento de um fluxo de caixa auto-sustentável em um país, com a expansão do número de projetos justifica para empresa a construção de infra-estrutura própria, e ,consequentemente, assumir a condição de operadora de uma joint venture.

Mas se a empresa tem planos de longo prazo para a área, ou dificuldade de conseguir outro sócio que seja o operador, é plenamente justificável, do ponto de vista empresarial, que a empresa assuma a condição de operadora de projetos desde sua primeira investida, seja sozinha ou com parceiros.

PARTE II

A Abertura do Mercado Brasileiro

II.1. O Processo de abertura do mercado brasileiro

A regulamentação da exploração de petróleo no Brasil foi iniciada em 1858 pelo Imperador D. Pedro II quando este emitiu, através de decreto, a autorização a José de Barros Pimentel do direito de lavra para "extrair o mineral betuminoso que denomina Bituminous Shalk " em terrenos situados na margem do rio Maraú da Província da Bahia.

Este regime de concessões para lavra por pessoas físicas e jurídicas perdurou mesmo depois da Proclamação da República, terminando com a Lei 2004 de 1953 que estabeleceu o monopólio estatal do petróleo no Brasil, sendo então criada a Petróleo Brasileiro S.A. como companhia gestora desse monopólio.

A abertura do Mercado Brasileiro de E&P após a Lei 2.004, foi um processo que se iniciou com os Contratos de Risco da Petrobras, no final dos anos 70, e foi interrompido do final dos anos 80, quando as empresas petrolíferas internacionais se retiraram do Brasil, e se reiniciou em 1995 com a mudança da Constituição Federal de 1998.

Do final da década de 70 até a constituição de 1988, a Petrobras assinou 243 Contratos de Serviço com cláusula de Risco, ainda como gestora do monopólio, que permitiu que empresas privadas, sendo 33 internacionais e 6 nacionais, investissem US$ 2,17 bilhões na exploração e produção de petróleo. O resultado desta fase foi a perfuração de 226 poços, com a descoberta de um campo de gás na Bacia Sedimentar de Santos nas águas do Estado de São Paulo, e 6 pequenos campos de óleo na Bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte.

As empresas internacionais de petróleo se retiram do Brasil antes que a Constituição de 1988 vetasse sua participação na exploração e produção de petróleo, mesmo que sob regime de Contrato de Risco com a Petrobras. Elas se retiraram por razões técnicas, pois não tiveram sucesso em suas campanhas exploratórias, e por considerarem as condições contratuais vigentes desvantajosas frente aos riscos envolvidos.

O processo de abertura só se reiniciou após a 1º eleição do Presidente Fernando Henrique Cardoso, que implantou uma nova política de gestão no Poder Executivo, com a criação de agências reguladoras, e , no caso do setor petróleo, com aprovação pelo

Congresso Nacional da Emenda Constitucional nº9 de 1995. É sobre esta última fase, iniciada em 1995, que vamos tratar na presente monografia.

Apenas com a promulgação da nova Constituição em 1998 é que os Contratos de Risco foram proibidos com o monopólio voltando a ser exercido pela Petrobras sem a possibilidade de contratar outras empresas para executar as atividades monopolistas.

Nessa época restava operando no Brasil apenas a Pecten, subsidiária da Shell, que havia descoberto o Campo de Merlusa na Bacia Sedimentar de Santos, no litoral de São Paulo, e a Azevedo Travassos, que havia descoberto **4** pequenos campos de petróleo no Rio Grande do Norte.

A nova constituição proibiu novos contratos de risco, mas os contratos assinados antes da data de promulgação da Constituição de 1988 foram, e continuam, a ser honrados até hoje, mesmo com a Emenda Constitucional nº 9 e a nova Lei do Petróleo.

Este histórico é muito favorável ao Brasil, como uma demonstração de que, mesmo com mudanças profundas na legislação, os contratos para a indústria do petróleo são honrados, o que dá maior conforto ao investidor internacional.

Como dissemos, as atuais mudanças ocorreram a partir do primeiro mandato do Presidente Fernando Henrique Cardoso, e foram coerentes com as mudanças realizadas em outros setores da economia, como os setores elétrico e de telecomunicações, com a criação de agências governamentais reguladoras, encarregadas de promover e fiscalizar as atividades econômicas sob sua jurisdição.

Neste sentido, o Ministério de Minas e Energia, que se encarregou de elaborar uma proposta de Lei do Petróleo encaminhada ao Congresso Nacional, determinou em 1996 a Petrobras, antes mesmo de elaborar a referida proposta de Lei, que esta se adiantasse e iniciasse os contatos com as empresas estrangeiras visando a firmar parcerias no setor de E&P. Em maio de 1996, pela primeira vez a Petrobras anunciou na *Offshore Technolgy Conference* (OTC), um dos principais eventos mundiais da indústria do Petróleo, que diante das mudanças que estavam ocorrendo no Brasil, ela estava aberta para receber as empresas interessadas em realizar negócios.

Aquela foi a primeira é última vez durante toda a fase inicial de negociação de parcerias, que a Petrobras teve a iniciativa de ir a público anunciar suas intenções. Após esse anúncio as empresas internacionais passaram a buscar contatos com o departamento de Exploração e Produção (E&P) da Petrobras, que criou uma nova gerência (Gerência de Contratos de Exploração e Produção – GECEP) com o intuito de coordenar as ações que seriam necessárias para a implantação das suas parcerias de E&P.

Essa ação de governo, conduzida pela Petrobras, visava a testar o interesse do mercado nas bacias sedimentares brasileiras, tornando-as conhecidas pelos possíveis investidores, e manter esse interesse enquanto durasse o processo de elaboração da nova lei e outras regulamentações necessárias, e assim colher informações e subsídios

sobre quais os interesses dos investidores que teriam que ser satisfeitos, para que estes viessem a investir no Brasil.

Pelo lado da Petrobras, houve a necessidade de escolher projetos que seriam oferecidos para eventuais parceiros e, simultaneamente, selecionar as áreas que esta iria pleitear junto ao governo para manter sob seu controle durante a fase de transição. Ao mesmo tempo ainda deveria continuar a explorar, desenvolver campos descobertos (com grandes investimentos), e aumentar a produção de petróleo rumo a auto-suficiência do país neste setor, enquanto aguardava a nova legislação que estava sendo elaborada.

Ou seja, não havia como se ter a menor idéia de quanto valeriam os projetos que seriam oferecidos ou que seriam pleiteados, e qual o fluxo de caixa que propiciariam, porque não se sabia quais seriam os royalties e as regras tributárias, os compromissos, direitos e obrigações que estariam em vigor com a nova lei, o novo contrato de concessão e outras normas que seriam estabelecidas. Também não se tinha nenhum compromisso do governo de quando estas regras seriam estabelecidas.

Para a Petrobras foi um exercício de planejamento, negociação e conclusão de acordos em um ambiente de alta incerteza e volatilidade, com ânimos e entusiasmo sendo frequentemente golpeados por mudanças e frustrações, decorrentes de ações demoradas, imprevistas, e muitas vezes dúbias, do governo. Para o governo era uma situação complexa, por exigir um processo de negociação política simultâneo a emissão de decisões administrativas.

Este era o ônus que o governo tinha de suportar para reestruturar um setor da economia que estava em pleno funcionamento sob um regime monopolista, e que requeria um ordenamento jurídico completamente novo para poder funcionar com vários atores privados, experientes e exigentes em termos da clareza das regras estabelecidas.

Ao mesmo tempo a Petrobras estava sendo pressionada pelas empresas interessadas em vir para o Brasil, que queriam garantias e esclarecimentos sobre as regras que ninguém tinha condições de saber, mas que estas achavam que estavam sendo determinadas pela própria Petrobras. Havia ainda a confusão entre a "Petrobras-Governo" e a "Petrobras-Empresa", que para alguns atores, inclusive a mídia, ainda persiste.

O processo de abertura ainda não está concluído, faltando o estabelecimento de muitas regras por parte da ANP e outros órgãos do governo, e pelo lados das empresas, faltando testar as regras existentes para verificar se serão estáveis e cumpridas. Apesar disso a abertura já se tornou irreversível, com algumas dezenas de novas empresas atuando no setor, inclusive brasileiras, como operadoras de projetos ou não, com os órgãos de governo, como o IBAMA, se estruturando para o novo ambiente, e com a ANP realizando licitações com regularidade e profissionalismo, aumentando a credibilidade do país como a grande fronteira do século XXI para empresas realizarem investimentos de E&P

11.2. A nova Legislação Brasileira do Petróleo

A gestão do monopólio da União pela Petrobras foi de fato foi interrompida com a emenda Constitucional nº9 de 9 de novembro de 1995, que modificou o Artigo 177 da Constituição Federal, que passou a ter a seguinte redação:

"Art. 177 ....

§ 1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos 1 a IV deste artigo observadas as condições estabelecidas em lei."

§ 2º A lei a que se refere o § 1º disporá sobre:

I - a garantia do fornecimento dos derivados de petróleo em todo o território nacional;

II - as condições de contratação;

111 - a estrutura e atribuições do órgão regulador do monopólio da União".

Em função da Emenda Constitucional acima, iniciou-se a atual era da indústria do petróleo no Brasil com várias empresas atuando nos diversos segmentos e com a regulamentação sendo feita por uma agência específica do governo. Com isso terminou a função mista que a Petrobras exercia como empresa estatal: a de atuar como empresa, buscando lucro, e a de estabelecer e realizar políticas governamentais para o setor, como órgão de governo, com uma missão estabelecida na Constituição Federal, de abastecer o mercado nacional petróleo.

Após a Emenda Constitucional nº 9, foram apresentadas várias propostas para o Novo Estatuto do Setor Petróleo, sendo que a proposta de nº 2142-a, de 1996, de autoria do Poder Executivo, através do Ministério de Minas e Energia, é que serviu de base para os debates e elaboração pelo Congresso Nacional do que se tornou a Lei nº 9.478, promulgada em 6 de julho de 1997.

Esta proposta, elaborada sob os auspícios do Ministério de Minas e Energia, teve a participação direta do Ministro Raimundo Brito, que a elaborou com pessoas experientes do setor, algumas delas aposentadas da Petrobras (ou ainda nela trabalhando) que haviam passado parte de suas carreiras na antiga Superintendência de Exploração (SUPEX) da Petrobras, que foi o departamento responsável pelos antigos Contratos de Risco, e pela Braspetro, o braço internacional da Petrobras.

Foram discutidas várias minutas até que, finalmente em julho de 1996 foi encaminhada pelo Ministério de Minas e Energia a proposta do Poder Executivo ao Congresso Nacional. Essa proposta que iniciou os debates na Câmara dos Deputados, em uma Comissão Especial, tendo o Deputado Alberto Goldman como presidente, e como relator o Deputado Elizeu Rezende.

Outros deputados elaboraram outras propostas de lei, de cujos textos foram aproveitadas partes. Após audiências públicas de vários setores interessados, a lei foi votada e aprovada pela Câmara dos Deputados que a remeteu ao Senado, sendo finalmente aprovada e promulgada com poucos vetos do Presidente da República. Esses vetos ocorreram em partes relativas a organização da ANP, e em nada comprometeram o espírito da lei segundo o que foi votado e aprovado no Congresso Nacional. A Lei nº 9.478 foi então publicada no Diário Oficial da União em 7 de agosto de 1998.

A nova Lei do Petróleo estabeleceu as bases para o desenvolvimento econômico do setor, discorrendo como seria a fase de transição para a Petrobras, e instituiu a Agência Nacional do Petróleo - ANP, entidade integrante da Administração Federal indireta, submetida ao regime autárquico especial, como órgão regulador da indústria do petróleo, vinculado ao Ministério de Minas e Energia, com a finalidade de promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, desde a exploração até a comercialização final dos produtos refinados.

Com a nova legislação, a Petrobras deixou de ter o Ônus de garantir o abastecimento do mercado nacional de petróleo, transferindo-o para a ANP, que deverá atuar através de regulamentações que incentivem novos investimentos. É missão da ANP ao mesmo tempo fiscalizar e garantir o controle do estado de matérias correlatas como cumprimento da legislação fiscal e ambiental, junto com os outros órgãos da administração federal envolvidos. É atribuição também da ANP fiscalizar a manutenção de práticas de livre mercado, segurança técnica e qualidade dos produtos gerados pelas empresas que atuam no setor.

Esta mudança foi um marco para o início da atuação da "Petrobras-Empresa" e o fim da atuação da Petrobras como órgão de governo. Muitas empresas estrangeiras demoram meses para entender esta distinção, a até hoje algumas empresas ainda confundem a ANP, como entidade reguladora, com a Petrobras, que é uma empresa controlada pelo governo mas que deixou de ser a gestora do monopólio estatal.

Essa confusão fez com que muitas empresas procurassem a Petrobras para fazer pleitos com relação a tributação, política de pagamento royalties, concessões para exploração e outras ações que devem ser direcionadas aos órgãos de governo, e não a uma empresa que é controlada pelo governo.

Após a promulgação da Lei do Petróleo, para o governo faltava ainda estabelecer regras detalhadas para as atividades de E&P, como o contrato de concessão, regime tributário específico (estabelecido pelo Decreto nº 2.705198) e demais detalhamentos que viriam a ser estabelecidos através de portarias. Porém já havia um órgão responsável por elaborar e emitir portarias, ou quando necessário, sugerir a edição de leis e decretos para o setor.

Para as empresas de petróleo, em agosto de 1997, ainda não havia segurança para a tomada de decisão de realizar investimentos, pois ainda não se sabia como seriam essas regras. Num esforço comum, elas passaram a se reunir no Instituto

Brasileiro do Petróleo – IBP, para debater os pontos críticos e elaborar propostas conjuntas de solução para os problemas, que seriam posteriormente encaminhadas a ANP e outros órgãos da administração federal. Discutiremos essa ação conjunta mais adiante em ***II.3.1.***

II.2.1 A outorga de áreas a Petrobras

Restava a Petrobras cumprir as determinações da nova Lei, que requeria que esta pleiteasse e justificasse, através da apresentação de seu programa de exploração, desenvolvimento e produção, as áreas que manteria sob seu controle e para as quais iria assinar um Contrato de Concessão. Esse pleito deveria ser feito formalmente junto ao Ministério de Minas e Energia até três meses depois de publicada a Lei do Petróleo, ou seja até 7 de Novembro de 1997.

A lei estabelecia que a Petrobras teria seus direitos ratificados para todos os campos em efetiva produção na data da sua publicação. Para as áreas destinadas a exploração e desenvolvimento seria necessário a demonstração de onde seriam obtidos os recursos financeiros requeridos para os investimentos previstos. A Petrobras fez este pleito considerando três tipos de situação: 1) investimentos com recursos próprios, 2) investimentos através de *project finance*, e 3) investimentos realizados por parceiros.

Este pleito foi feito sem se ter conhecimento de como seria o Contrato de Concessão, e quais seriam os *royalties* e outros encargos a serem pagos pelos concessionários fruto da nova Lei do Petróleo, que só foram estabelecidos no Decretos das Participações Governamentais. A Petrobras apresentou ao Ministério de Minas e Energia o referido programa no dia 17 de Outubro de 1997.

Em janeiro de 1998 foi criada a ANP, que passou a ser o órgão governamental responsável pela análise das condições apresentadas pela Petrobras, e pela definição das áreas que lhe seriam outorgadas. Em 5 de julho do mesmo ano a autarquia anunciou as áreas que caberiam a Petrobras em função da Lei do Petróleo, e para as quais seriam assinados contratos de concessão, um para cada área.

Nos 6,436,000 km^2 de áreas sedimentares do Brasil, que são geologicamente as áreas com potencial para exploração de petróleo, a Petrobras foram concedidos 456,722 km^2 , ou seja 7,1% do total. Essa áreas são divididas em blocos objeto dos Contratos de Concessão.

A tabela abaixo mostra o balanço entre as áreas que foram pleiteadas e as que foram concedidas pela ANP:

	Areas Pleiteadas	**Areas Concedidas**
Exploração	**133**	**115**
Em desenvolvimento	**60**	**51**
Em produção	**240**	**231**

É importante notar que, apenas quando foram anunciados os blocos que seriam concedidos a Petrobras, é que foi finalmente esclarecida uma das maiores dúvidas de todo o processo: como seria a geometria e o tamanho dos blocos adotados pela ANP para os Contratos de Concessão.

Até este momento as negociações entre as empresas e a Petrobras era baseada em projetos com limites hipotéticos definidos pela Petrobras, contratualmente sujeitos a posterior ajuste quando a ANP definisse a geometria (ou seja, as coordenadas geográficas) dos blocos objeto dos Contratos de Concessão, e portanto candidatos a parcerias.

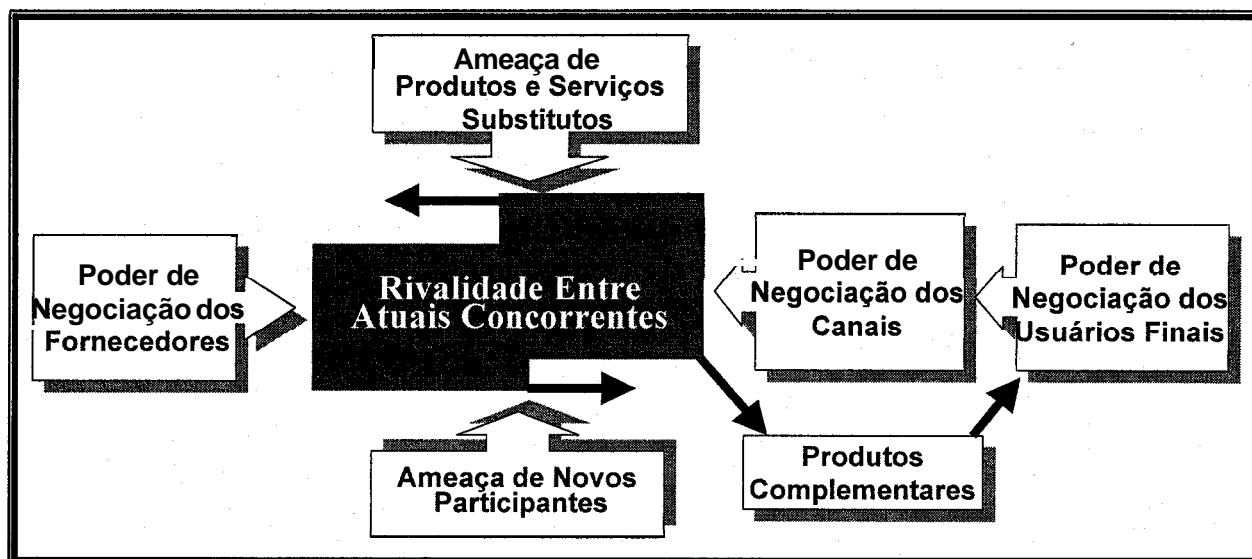
O mapa da página seguinte mostra como ficou a divisão das bacias sedimentares brasileiras dividida em blocos outorgados a Petrobras, os blocos que foram pleiteados e não outorgados, e as bacias sedimentares brasileiras que, junto com os blocos não outorgados também estariam disponíveis para a ANP oferecer ao mercado em suas futuras licitações.

Faltava ainda o Decreto da Participações (previsto na Lei do Petróleo), que estabeleceria o regime de *royalties* e da Participação Especial (tributo adicional sobre campos de grande produtividade criado na Lei do Petróleo) para que os Contratos de Concessão fossem finalmente assinados e permitisse a Petrobras finalizar os Acordos de Parceria que dariam inicio a atuação de novas empresas no segmento de E&P do Brasil.

No dia 3 de agosto de 1998 foi emitido o Decreto 2.705198 criando as regras para o pagamento das Participações Governamentais pelos produtores de petróleo no Brasil, e no dia 6 de agosto do mesmo ano finalmente foram assinados simbolicamente os 397 Contratos de Concessão, dando início a nova era da indústria do petróleo brasileira, em que as empresas de petróleo, inclusive a estatal local, a Petrobras, somente poderiam explorar, desenvolver e produzir petróleo sob as condições estabelecidas num contrato entre estas e um órgão regulador da atividade, a Agência Nacional do Petróleo - ANP.

11.3. A estratégia da Petrobras

Após a Emenda Constitucional nº 9 de dezembro de 1995, a Petrobras iniciou seus preparativos para o novo ambiente competitivo, consciente de que as regras seriam estabelecidas a sua revelia, e que tinha que se preparar para atuar em um mercado competitivo como o dos outros países.

Para tanto era preciso elaborar uma estratégia que antecipasse os movimentos que seriam feitos pelo governo, e pelas outras forças competitivas, neste mercado. A análise do novo ambiente pode ser feita utilizando-se o método das forças competitivas definido por Michael Porter:

1) **Rivalidade entre os Atuais Concorrentes.**
2) **Ameaça de Novos Participantes.**
3) **Ameaça de Produtos e Serviços Substitutos.**
4) **Poder de Negociação dos Fornecedores.**
5) **Poder de Negociação dos Canais.**

A "Rivalidade entre os Atuais Concorrentes" era até então praticamente nula no Brasil devido a situação monopolista em que a Petrobras atuava. Mas esta rivalidade está presente no mundo todo entre as empresas de petróleo, e este era um fator que tinha que ser levado em consideração pela Petrobras, para poder tirar o maior proveito possível da Rivalidade entre os Concorrentes desejosos de iniciarem negócios no Brasil.

A grande ameaça era a entrada de Novos Participantes, principalmente as grandes empresas internacionais, com porte e experiência semelhantes a da Petrobras, que tentariam ocupar os espaços até então por ela ocupados.

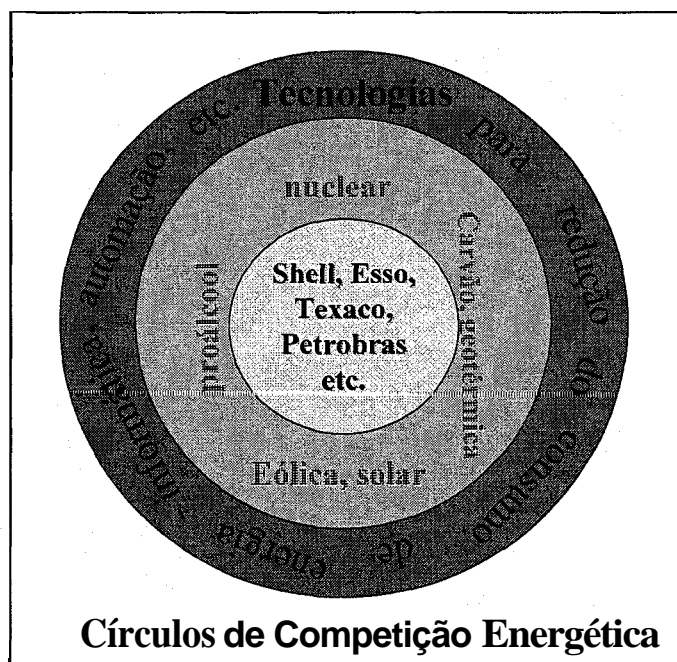
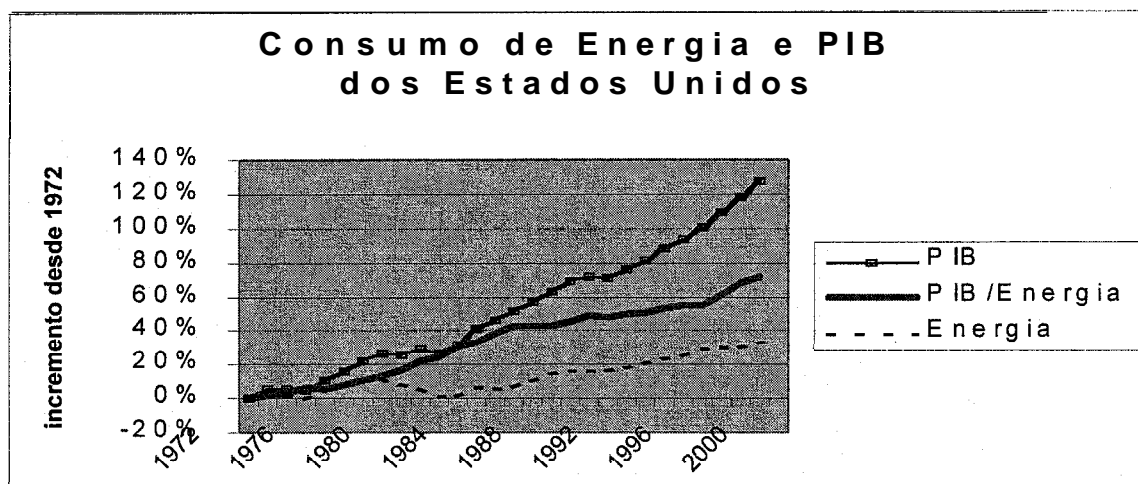
Por outro lado, a entrada de Novos Participantes de menor porte, que viessem a se interessar em adquirir os projetos de pequeno porte que a Petrobras era obrigada a conduzir, por força do monopólio, mas que empresarialmente não se enquadravam nas suas expectativas de margem de lucro e retorno, poderia levar a oportunidades de negócios que seriam boas para os novos entrantes e para a Petrobras. Assim ela poderia adequar seu portfólio de projetos a suas novas características empresarias, agora sem o ônus da missão de realizar o melhor aproveitamento dos recursos petrolíferos do país, missão agora assumida pela ANP

Para todas as empresas de petróleo, a ameaça de Produtos e Servicos Substitutos é grande, e as empresas tentam tomar ações, se antecipando a essas ameaças, tornando-se empresas de energia, e não mais apenas empresas de petróleo.

Sob esse enfoque a ameaça de Produtos e Servicos Substitutos não é apenas de outras fontes de energia, como energia eólica, solar nuclear e outras. Esta ameaça está presente em cada novo processo que faz com que se gaste menos energia para gerar o mesmo produto.

Portanto, além das empresas de petróleo competirem entre si dentro de um círculo de competição mais restrito, em um circulo mais amplo as outras fontes de energia (como carvão, eólica, hidráulica, solar, nuclear e geotérmica) também competem com as empresas de petróleo. E, num círculo ainda maior estão competindo com todos os agentes dos círculos mais internos, as tecnologias que fazem com que diminua o consumo de energia para a geração da mesma riqueza, como são os sistemas de automação industrial, sistemas captura de calor perdido em máquinas para reutilização em outros processos, e toda a nova tecnologia ligada a informática.

A figura abaixo mostra como estes Círculos de Competição Energética interagem.

Círculos de Competição Energética

A informática, e principalmente a internet, com a nova economia de e-comerce e e-business, tem mostrado que o PIB de países desenvolvidos, como os Estados Unidos está se tornando cada vez menos dependente de energia.

O gráfico acima mostra a evolução relativa do PIB, Consumo de Energia (não apenas petróleo) e a relação entre PIB/Consumo de Energia nos Estados Unidos desde 1972, ano anterior ao primeiro choque do petróleo, quando os preços do produto dispararam. De 1972 a 2000 (projetado), o PIB americano cresceu 137%, enquanto o consumo de energia cresceu 77%.

O que se percebe é que tem havido um ganho de produtividade, decorrente do desenvolvimento de novas tecnologias, que reduzem o consumo energético. A economia passa assim a trabalhar em um novo e reduzido patamar de consumo energético. Para cada dólar de produto gerado necessita de menos energia. Esta é a principal ameaça de bens substitutos para todos os produtores de energia.

O Poder de Negociação dos Fornecedores era um dos pontos fracos da Petrobras e um ônus do regime monopolista. Uma vez que não havia um mercado para fornecedores de produtos e serviços de petróleo no Brasil (mas apenas um consumidor), o ônus para que os eventuais fornecedores (principalmente quando políticas governamentais obrigavam que se realizasse compras no mercado brasileiro), se desenvolvessem e qualificassem, ficava com o consumidor (a Petrobras). Cabia a ela trabalhar para que seus fornecedores evoluíssem tecnicamente, e se qualificassem para lhe fornecer os produtos que necessitava com o intuito de vencer os desafios que tinha que tinha pela frente, de maneira a cumprir sua missão.

Com o fim do monopólio os fornecedores passaram a ter outros consumidores, que têm opção de comprar em qualquer lugar do mundo, em função de parâmetros empresarias como qualidade, preço e prazo. Estes novos consumidores atraem novos fornecedores, tornando o mercado mais competitivo.

Com isto o mercado levará os fornecedores nacionais para a indústria do petróleo a se preparem para ser competitivos, como qualquer outra indústria nacional.

Para a Petrobras, isso significa uma perspectiva de preços mais baratos e fornecimentos de melhor qualidade, dentro dos prazos que necessita. Neste começo de ambiente competitivo, este cenário já é a realidade quanto a competição para o fornecimento de serviços de levantamentos sísmicos, primeira etapa de um projeto de E&P.

O Poder de Negociação dos Canais, para levar os produtos ao mercado consumidor final, ainda não é um problema, pois de fato o mercado de venda dos produtos de E&P é o mercado comprador de refinadores e, no Brasil, praticamente o único refinador ainda é a Petrobras, que transporta sua própria produção.

Mas, efetivamente, este é um problema para os novos produtores de petróleo, que se configura, no jargão da indústria, no "direito de livre acesso a oleodutos e gasodutos" *(free access* to *pipelines).* Sem a garantia de acesso a infra-estrutura de escoamento da produção existente, não há como viabilizar o desenvolvimento de campos de petróleo de pequeno e médio porte. Apenas grandes reservas que justificassem economicamente a construção de nova infra-estrutura poderiam ser desenvolvidas. Por isso a Lei do Petróleo diferenciou os "dutos de transporte" dos "dutos de produção", garantindo a competição e livre acesso aos dutos de transporte.

Mas a etapa seguinte da indústria do petróleo, que é a distribuição para os postos de gasolina e outros consumidores finais, já tinha concorrentes. A nova Lei do Petróleo prevê que os distribuidores poderão importar os produtos finais para colocá-los no mercado brasileiro. Isto poderá levar a uma perda de mercado para o petróleo refinado pela Petrobras e, consequentemente, para o petróleo bruto produzido por ela.

II.3.1 Pontos Fortes e Fracos

A preparação de uma estratégia pela Petrobras para o novo ambiente que viria levou em conta os seguintes fatores que definiam suas características em 1996:

Pontos Fortes da Petrobras

1) Ele é um empresa forte e reconhecida tecnicamente no mundo todo.
2) Sua principal força é a tecnologia para explorar e produzir petróleo em águas profundas (acima de 800 metros de lâmina d'água).
3) Ela dispõe de recursos financeiros, físicos e humanos bem dimensionados para suas atuais condições de trabalho

Pontos Fracos

1) Tinha pouca experiência em negociar e concluir acordos de parceria. Apenas poucos profissionais dispunham deste experiência por terem atuado no exterior via sua subsidiária internacional, a Braspetro.
2) O Brasil não dispunha de uma legislação específica do setor e o nível de incertezas era extremamente elevado.
3) O Governo através da lei, ainda em elaboração, iria buscar unilateralmente justificativas para limitar o número de áreas que ficariam com a Petrobras.

4) Havia interesse e pressão das outras empresas para que a Petrobras ficasse com o menor número de áreas possível para que elas tivessem acesso ao maior número de opções de projetos para atuar.

Ponto Fraco 1

Para minimizar a falta de experiência em negociações de parcerias, foi montado um programa de treinamento denominado "Programa de Formação de Negociadores Internacionais", que teve a primeira turma de 30 alunos em dezembro de 1996. Este programa era um curso de 5 dias, com 1 dia mostrando as características dos projetos internacionais de E&P, 3 dias de tecnologia de negociação, e 1 dia abordando características jurídicas e contábeis das *Joint Ventures* internacionais. Portanto era um resumo daquilo que seria visto durante o processo de negociação das parcerias da Petrobras.

Este programa se repetiu mais 5 vezes, e paralelamente se iniciou uma série de seminários internos de discussão sobre os documentos que consolidariam as parcerias, principalmente o *Joint Operating Agreement* (JOA) e o seu anexo o *Accounting Procedures.*

Com isso foi criada uma nova cultura na Petrobras, em que técnicos como geólogos, engenheiros e contadores foram treinados para atuarem como negociadores para iniciar os contatos, negociar os melhores termos econômicos que se pudesse alcançar, e negociar os contratos que dariam o suporte legal as Parcerias, tanto perante os sócios como perante os órgãos internos da Petrobras, como o Conselho de Administração, e órgãos externos, principalmente a ANP.

Para ministrar este treinamento foram utilizados os negociadores e técnicos da Braspetro que foram expostos durante anos ao ambiente competitivo internacional. O resultado foi uma comprovação de que, com o adequado planejamento, antecipando as necessidades, e o treinamento adequado em tempo hábil, é possível criar uma nova cultura em uma empresa, para que esta tenha sucesso em um ambiente onde nunca tinha atuado antes.

Ponto Fraco 2

A falta de regulamentação do setor, no início da abertura, era decorrente da inexistência da Lei do Petróleo e da falta de definição dos tributos a serem pagos e do contrato de concessão que seria outorgado a Petrobras, impossibilitava se saber quais compromissos, deveres e direitos seriam assumidos pelos concessionários; e sem um sistema tributário definido, não havia como fazer cálculos econômicos para se estudar a viabilidade dos projetos.

As companhias internacionais então começaram a se organizar e tentar enviar propostas ao governo sobre como deveria ser essa regulamentação.

Grande parte desta movimentação se deu através do Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP) e da Associação Brasileira de Indústria de Base – ABDIB, que

congregavam a maior parte das empresas de petróleo que já tinham algum tipo de atividade no Brasil, ou que tinham intenção de aqui se estabelecer.

No mês de Setembro de 1997 foram organizados pelo IBP três seminários simultâneos, (sobre os Contrato de Concessão, Regime Tributário e Comercialização de Petróleo) que culminaram com um fechamento conjunto dos três seminários em um único fórum para consolidação dos temas discutidos. Para os todos os seminários foram convidados técnicos de órgão do governo como Ministério da Fazenda, Ministério de Minas e Energia e do Departamento Nacional de Combustíveis (DNC), que com a Lei Petróleo deu origem a ANP.

As empresas de petróleo que estavam interessadas em iniciar atividades de E&P no Brasil trouxeram especialistas de suas sedes e de outros escritórios no exterior, tornando os seminários extremamente ricos em experiências do mundo todo.

A seguir apresentamos a lista das empresas e outras entidades que participaram dos referidos seminários:

Empresas:

AMERADA HESS, AMOCO, AZEVEDO TRAVASSOS, BHP, CHEVRON, ELF, EXXON, IPIRANGA, MANGINHOS, MOBIL, PETROBRAS, QUEIROZ GALVÃO, SHELL,TEXACO, UNION TEXAS e YPF.

Órgãos do Governo

MME- Departamento Nacional de Combustíveis
MF- Secretaria de Acompanhamento Econômico

Universidades

UFBA/PPPG, UFRJ/COOPE e UNICAMP.

Esses seminários foram um marco importante para a participação da indústria privada no segmento de E&P. Várias propostas foram elaboradas para serem encaminhadas ao governo, mas a principal conseqüência desse seminário foi que as empresas elegeram o IBP como forum para discussão dos problemas comuns das empresas, e criaram o que ficou conhecido com *"Steering Committee"* do IBP, onde os gerentes das principais empresas de petróleo aqui instaladas, ou com interesse em se instalar no Brasil, passaram a se reunir e discutir propostas para o governo.

Isto levou a formação de subcomitês para temas específicos (Comitê Legal, Comitê de Finanças, Comitê de Instalações Marítimas, etc.) onde os profissionais de cada área das empresas participantes elaboram estudos e propostas para serem levadas ao governo. Como exemplo, antes de todas as licitações da ANP o Comitê Legal se reúne para elaborar propostas a ANP para o aprimoramento do Contrato de Concessão, que vigorará para os blocos outorgados na licitação.

Pontos Fracos 3 e 4

Para atuar frente a ameaça do governo de limitar as áreas da Petrobras e das demais empresas, a alternativa foi se associar as empresas entrantes, formando as parcerias. O interesse das empresas de se estabelecerem definitivamente no Brasil foi contemplado com o oferecimento da oportunidade de serem as operadoras dos projetos. Isto Ihes daria o conforto necessário e auxiliou a Petrobras, pois garantiu um interesse comum: a outorga a Petrobras do maior número de áreas possível, para as quais elas poderiam se candidatar a ser concessionárias, sem passar pelo processo licitatório da ANP, que naquela época era impossível de se vislumbrar quando e como seria, e que poderia vir a custar muitos milhões de dólares em bônus pagos ao governo.

Com isso a Petrobras conseguiu que as empresas de petróleo se tornassem suas aliadas, e não concorrentes, para juntas pleitear que a Petrobras tivesse uma quantidade de áreas grande o suficiente para dar continuidade as suas operações e ainda fosse capaz de iniciar um mercado de negociação de áreas para E&P, comum em todo o mundo, e que ainda era inexistente no Brasii.

A Petrobras também tentou obter blocos no exterior com empresas interessas em parcerias no Brasil através de swaps, principalmente em águas profundas no Golfo do México e Costa Oeste da África, chamados a época de "contra-partidas". Foram recebidas muitas propostas, mas pelas dificuldades já discutidas em ***1.3.4,*** poucos negócios foram concluídos. Uma das maiores dificuldades é contrapor blocos em jurisdições com legislação conhecida e testada com bloco no Brasil, que ainda traz incertezas quanto ao ambiente regulatório.

II.3.2 Os Contratos da Petrobras

O detalhamento deste novo ambiente para a formalização das parcerias requis uma nova abordagem jurídica, que cobrisse a lacuna de marcos regulatórios, como a Lei do Petróleo, a definição do sistema de cobrança de *royalties* e o Contrato de Concessão, e ao mesmo não ferisse as práticas internacionais da indústria do Petróleo, o que criaria desconfiança perante os sócios internacionais.

Esse respeito as práticas internacionais era fundamental, tanto para demonstrar ao governo e a sociedade brasileira que a Empresa estava agindo dentro dos procedimentos comuns em outros países, como para dar conforto aos investidores internacionais que estaríamos atuando dentro de uma linguagem a que estes estão acostumados.

Em termos econômicos esse conforto significava que todos estariam negociando acordos dentro de moldes conhecidos, portanto diminuindo os riscos envolvidos na interpretação dos mesmos. Para a Petrobras significava possibilidade de maiores ganhos, pois na tomada de decisão os investidores considerariam menores riscos de perda em caso de questionamentos arbitrais ou judiciais.

Para adequar seu processo de implantação de parcerias aos ambiente de alta incerteza vigente no Brasil as práticas internacionais (estávamos no final de 1996 e início de 1997), a Petrobras elaborou uma sequência de documentos semelhantes aos adotados pela indústria internacional, que iria gradualmente aumentando o grau de compromisso e conhecimento mútuo entre ela e os possíveis parceiros, mas que manteria um ambiente de competição entre os futuros parceiros, e que fosse dando transparência ao processo.

Como forma de garantir aos futuros sócios que não estaria inventando nada de novo, que eventualmente pudesse ser visto como alguma ação esdrúxula de país de terceiro mundo, também foi anunciado que os futuros JOAs a serem negociados teriam como base o Modelo de 1995 da AIPN - Association of *International* Petroleum Negotiators, entidade internacional que congrega negociadores de contratos de E&P do mundo todo, tanto de empresas de petróleo como de governos, consultorias e outras empresas interessados no tema. A AIPN elaborou, com a participação de vários de seus membros agrupados em comitês temáticos, modelos internacionais de Acordos de Confidencialidade, JOA, Accounting Procedures e outros contratos comuns as Joint Ventures do petróleo.

Os acordos adotados e seus similares internacionais foram:

modelo Petrobras	semelhante internacional	Observações
MOU – Memorandum of Understanding	Confidentiality Agreement	em inglês e português
ATA - Agreement for Technical Assessment	Confidentiality Agreement detalhado	em inglês e português
PA –Participation Agreement	Farmout Agreement	somente em inglês
Contrato de Consórcio	Sem semelhante	exigência da Lei do Petróleo
JOA – Joint Operating Agreement	JOA – Joint Operating Agreement	Modelo AIPN 95
PROJOV – Protocol for Joint Venture	Sem semelhante	nunca assinado

MOU - Memorandum of Understanding

Documento que iniciava as tratativas contratuais entre a Petrobras e as outras empresas candidatas a sócias nas parcerias. Era assinado sempre entre uma única empresa e a Petrobras, e dava direita a empresa signatária a receber um CD-ROM (denominado "Portfólio de Oportunidades - E&P 1/97"), que continha a descrição sucinta dos 138 projetos oferecidos ao mercado, permitindo as empresas escolherem qual o tipo de projeto que se adequava as suas características e expectativas. O primeiro MOU foi assinado em 17 de janeiro de 1997.

Dos projetos oferecidos, 57 eram para exploração localizados em 20 bacias brasileiras (10 eram projetos integrados de exploração e desenvolvimento da produção), e 20 eram projetos de desenvolvimento da produção. Os outros 81 projetos eram para produção de campos maduros.

O MOU estabelecia um prazo até 30 de março de 1997 para que as empresas enviassem uma carta a Petrobras fazendo uma manifestação de para quais projetos estariam elas estariam interessadas em assinar o próximo acordo, o ATA. Um total de 171 empresas, dos mais diversos tamanhos e origens assinaram o MOU.

Quando da assinatura do MOU era comunicado a empresa signatária que a Petrobras, a seu critério exclusivo, iria selecionar um máximo de 6 empresas por bloco, e um máximo de 10 blocos por empresa, para os quais estas teriam direito a receber os dados técnicos detalhados mediante a assinatura do próximo documento da sequência estabelecida, o Agreement for Technícal Assessment – ATA.

Quando foram assinados os MOUs, a Lei do Petróleo ainda não havia sido promulgada, e ainda não se sabia claramente qual seria o modelo de negócio que seria adequado para cada situação. Portanto a análise preliminar feita pelas empresas foi feita unicamente pelas características técnicas dos projetos.

ATA - Agreement for Technical Assessment

Este ATA (Acordo de Avaliação Técnica), a continuação do MOU, era assinado um por cada empresa participante (ou grupo de empresas atuando em conjunto), dando-lhe direito a receber os dados técnicos detalhados de vários blocos. Neste processo foi feita uma primeira triagem dos potenciais sócios, conforme dito acima, com base nas reuniões que vinham sendo feitas desde 1996 com as empresas interessadas, análise dos balanços e demonstrações financeira das empresas, e interesse estratégico da Petrobras e da Braspetro. Foram então escolhidos os blocos para os quais cada empresa teria direito de assinar o ATA, mediante as limitações de número de blocos por empresa descritas acima.

Além de receber os pacote de dados técnicos (para os quais a empresa pagava uma taxa pela reprodução de fitas magnéticas de dados, cópia de mapas e outras informações), as empresas teriam direito a participar das reuniões técnicas que ocorreram de junho a outubro de 1997, onde poderiam expor suas interpretações e seus pontos de vista sobre os blocos, e confrontá-los com as opiniões dos técnicos da Petrobras.

Foram assinados ATAs com 63 empresas, para a quase totalidade de blocos oferecidos. Todos os blocos receberam pelo menos uma manifestação de interesse, e houve casos de blocos que receberam até 35 manifestações de interesse, o que tornou o processo de escolha das empresas para a fase seguinte fosse bastante criterioso.

Antes da lista final de blocos e empresas ser levada para aprovação final pela gerência superior da Petrobras, pelo menos 20 pessoas, entre técnicos envolvidos no processo e gerentes da Petrobras e Braspetro, opinaram sobre a conveniência de cada empresa receber os dados técnicos para prosseguir na análise de cada bloco.

Ao assinar o ATA as empresas também assumiam o compromisso de entregar um relatório de avaliação técnica e econômica de cada bloco para o qual havia recebido

os dados. Como questões criticas, como o contrato de concessão e o regime tributário ainda não estavam estabelecidos no segundo semestre de 1997, a Petrobras informou por carta a cada empresa qual deveria ser o cenário de *royalties,* pagamento da Participação Especial, depreciação e amortização de ativos, impostos de importação, etc., para que todas fizessem suas avaliações econômicas nas mesmas bases, e portanto pudessem ser comparadas, apesar das incertezas que pairavam para todos. Em 7 de julho de 1997, 44 empresas apresentaram uma avaliação preliminar dos blocos, que eventualmente serviria para se iniciar as negociações do Participation Agreement, caso o governo acelerasse o processo de regulamentação e rapidamente assinasse os contratos de concessão com a Petrobras.

No final de 1997, como foi mencionado acima, a Petrobras pleiteou os blocos que queria manter sobre seu controle durante a transição, e marcou para final de novembro e início de dezembro para receber as propostas de negócio das empresas para cada projeto. Com base nestas proposta é que ela selecionaria os operadores e outros sócios de cada projeto.

Naquela época havia uma indisponibilidade de sondas de perfuração de poços capazes de atuar em águas profundas, pois a própria Petrobras havia contratado a maioria das sondas disponíveis no mercado. Foi então comunicado as empresas participantes que aquelas que estivessem interessadas em operar qualquer projeto (não apenas em águas profundas) teria que trazer para o Brasil seus próprios recursos e equipamentos, não podendo contar com nenhum tipo de recurso da Petrobras, que os tinha integralmente comprometidos com seus projetos prioritários, que não haviam sido oferecidos para parcerias.

Isto fazia parte da opção estratégica da Petrobras de não ser operadora dos blocos oferecidos no "Portfólio de Oportunidades - E&P 1/97". Como nenhum dos projetos incluídos no referido porftólio era prioritário para a Petrobras (na visão que se tinha em fins de 1996) mas por outro lado faziam parte de sua estratégia de reter a maior quantidade possível de áreas, a decisão lógica era não alocar seus recursos físicos (equipamentos, infra-estrutura, instalações de produção, etc.), humanos (geólogos, engenheiros, contadores, etc.) e financeiros em projetos de parceria. Portanto, a opção da Empresa era de não ser operadora dos projetos, e exigir que os eventuais operadores trouxessem seus próprios recursos para os projetos no Brasil.

Esta opção foi colocada claramente para todas empresas que assinaram o ATA, e que iriam fazer suas propostas técnico-econômicas para os projetos. Na proposta teriam que identificar que tipo de solução técnica estariam adotando, prazo para perfurar poços e qual o equipamento que utilizariam. O mundo petróleo é bastante pequeno, onde quase todos se conhecem, e é muito fácil se saber se um determinado navio sonda já tem compromissos com alguma empresa, e para operar em que país. Portanto era fácil de se verificar se a informação de disponibilidade de algum equipamento expressa por algum candidato a operador era factível ou não.

Após apresentação das propostas, baseada nos relatórios e nas condições comerciais apresentadas, a Petrobras selecionou as empresas que seriam operadoras

dos projetos, e eventualmente quais seriam os demais sócios em cada bloco. Tomou-se o cuidado de contemplar um grande número de companhias como operadoras, tanto para se evitar que apenas umas poucas empresas se tornassem muito fortes rapidamente no mercado brasileiro, mas também para criar um verdadeiro mercado de vários operadores consumindo serviços, equipamentos e materiais específicos da indústria de E&P, atraindo novos fornecedores, e dando maior segurança aos fornecedores aqui já instalados, que haveria uma forte demanda por parte de várias companhias e não mais demanda de apenas um cliente a ser atendida.

Outra cláusula do ATA que merece ser destacada é a criação de uma área de interesse mútuo (Area of Mutual Interesse), fruto da confidencialidade dos dados a serem fornecidos, e da não definição até então de quais blocos (e da sua geometria) seriam outorgados a Petrobras por força da Lei do Petróleo. Esta cláusula estabelecia que, se em uma licitação futura pelo governo (ainda não havia sido criada a ANP) fosse ofertado algum, bloco cuja área caísse total ou parcialmente dentro de um anel de 2km a partir dos limites do bloco objeto do ATA, e se a empresa signatária desejasse participar da licitação de tal bloco ela teria que convidar a Petrobras a se associar a ela, com um percentual de cerca de 30%.

Este era um compromisso unilateral das empresas para com a Petrobras, pois como a Petrobras era então a única detentora de áreas (e ela estava assinando o ATA com várias empresas simultaneamente), se fosse também um compromisso da Petrobras para com as outras empresas, se esta desejasse participar da licitação de um bloco, teria de convidar todas as empresas signatárias dos ATAs de blocos contíguos. Este processo se tornaria inexeqüível por ela ter que convidar um grande número de companhias com a pulverização da participação de todas as empresas envolvidas, com a possibilidade de algumas empresas terem que se associar a outras com quem não tinham bom relacionamento.

Como seria feita uma negociação final com várias empresas por bloco, e cada empresa poderia estar participando como operadora em alguns blocos e como não operadora em outros, foi necessário se estabelecer um processo de negociação multilateral e simultâneo, e que se desse notícia a todas as empresas desse processo, para que fosse mantida sua transparência e credibilidade, com nenhuma empresa se sentindo lesada.

Este processo se iniciou em dezembro de 1997 e foi concluído em quase sua totalidade em março de 1998. Vale lembrar aqui dois pontos: 1) ainda não havia o Contrato de Concessão e nem o regime tributário havia sido estabelecido, 2) para cada bloco havia no máximo 6 companhias participando dessa última fase, e na grande maioria dos casos todas queriam operar os projetos. Ou seja, na escolha do sócios não operadores de um determinado bloco, havia certamente alguns que também pleiteavam a operação mas que seriam preteridos neste pleito. Consequentemente era uma situação delicada comunicar a uma empresa que ela havia sido escolhida para ser sócia, mas não na situação que ela desejava.

O processo adotado foi de se chamar primeiro as empresas que seriam operadoras na maioria dos blocos, comunicá-las os projetos que lhe seria dada a

operação e quais seriam seus outros sócios não-operadores naqueles blocos, e comunicá-la para quais ela seria convidada mas não como operadora.

Apenas um bloco teria o operador e **4** dois sócios não operadores (além da Petrobras). Todos os outros blocos teriam, ou apenas um sócio operador além da Petrobras, ou no máximo o operador e mais 2 sócios além da Petrobras. Isto foi feito com todas as empresas em poucos dias, inclusive para as que não foram escolhidas para operar nenhum bloco.

Com este processo rapidamente todas as empresas estavam informadas da sua situação, e quais seriam seus outros sócios em cada bloco. A partir deste início passou-se a fase de negociação diretamente com o operador de cada bloco, que deveria manter os outros sócios informados, dos ajustes necessários para adequar a proposta de cada empresa consorciada em uma proposta única que fosse aceita por todas.

Quando essa negociação era concluída todos os participantes firmavam uma ata (*Minutes* of Meeting - MOM), que era a base para as negociações dos documentos seguintes. Esta ata deixava explicito que aquele não era um compromisso definitivo (*non-binding*), pois tanto a Petrobras como seus sócios ainda precisavam esperar as definições do governo para concluir definitivamente as negociações e iniciar a implantação das parcerias. O MOM era um documento sucinto, com no máximo **4** páginas, que detalhava o compromisso comercial e programa de trabalho que os sócios assumiriam com a Petrobras em troca de participação na titularidade dos blocos.

Ao se elaborar a estratégia de documentos para a implantação das parcerias, havia a preocupação do que fazer se as negociações com as empresas fossem concluídas mas o governo não tivesse resolvido as questões críticas ainda pendentes. Para cobrir esta lacuna foi desenvolvido o conceito de um documento intermediário, que se chamou "*Protocol* for Joint Venture – PROJOV', que detalharia o lado legal do acordo feito com o MOM, e estabeleceria os principais pontos do JOA. Este documento formalizaria a intenção de se constituir a parceria, enquanto se aguardaria as definições do governo para sua efetiva implantação.

Como em março de 1998 a ANP colocou na internet (para comentários pela sociedade e por todos os interessados), sua primeira versão do que seria o Contrato de Concessão a ser assinado com a Petrobras, decidiu-se não prosseguir com a elaboração do PROJOV e passou-se diretamente a negociação com as empresas do documento que formalizaria o acordo comercial da parceria, o *Participation* Agreement – PA, e o acordo que regularia sua operação conjunta, o JOA, além do contrato de consórcio.

PA -Participation Agreement

Este é o contrato em que efetivamente se firma o compromisso de transferência de parte da titularidade (direitos de exploração e produção) da Petrobras para os novos sócios, em troca da realização de trabalhos e/ou pagamento de um ressarcimento pelos trabalhos já executados pela Petrobras na área.

É o contrato em que são descritos os temos comerciais e os direitos e deveres de cada parte na transação. A grande maioria das cláusulas são iguais para todos os PAs, com alterações apenas em uma cláusula que descreve o negócio. Esta descrição, na maior parte das vezes, é o detalhamento característico de um farmout agreement , com a descrição do programa de trabalho a ser realizado em termos de quilômetros de linhas sísmicas que serão levantados ou reprocessados, números de poços exploratórios ou de avaliação que serão perfurados, condições de carrego e "*cap*" (valor máximo do carrego que será pago por quem adquire os direitos) na execução do programa de trabalho acordado.

Além destas cláusulas comerciais, há definições de regras de resolução de conflitos, exoneração de responsabilidades quanto a interpretação dos dados fornecidos, e continuidade dos compromissos de confidencialidade assumidos com o MOU e o ATA.

Contrato de Consórcio

Esta é uma exigência da Lei do Petróleo, que requer a constituição de um consórcio para a condução de operações conjuntas de E&P no Brasil. Desconhecemos paralelo a esta exigência em outras jurisdições, com exceção da Colômbia no início dos anos 80. A figura do consórcio, que não constitui uma pessoa jurídica, mas deve ter CNPJ e ser registrado na junta comercial mais próxima do local da operação. Ela é regulamenta pela Leis das SAs (lei 6.404), e por exigência da ANP deve instituir a responsabilidade solidária entre seus membros.

JOA – Joint Operating Agreement

O JOA já foi descrito em **1.6.2,** e no caso da Petrobras foi esclarecido desde assinatura dos ATAs que sua opção era a de usar o Modelo de 1995 da AIPN para negociá-lo com seus sócios.

Uma das características mais comuns dos acordos internacionais da indústria do petróleo, como o JOA, é a renúncia por ambas as partes da solução de conflitos pela via judicial, e o compromisso de se decidir conflitos originário nos acordos pela via arbitral. No caso da Petrobras esta opção pela via arbitral consta de todos os acordos (do MOU ao JOA), e optou-se pelas regras processuais da UNCITRAL (United *Nations Committee* on *International* Trade Law), dando-se sempre preferência ao Rio de Janeiro como local para Arbitragem, e sempre adotando-se as leis substantivas do Brasil para julgamento do mérito das questões

11.4. As Licitações da ANP

Após a assinatura dos Contratos de Concessão da Petrobras com a ANP em 6 de agosto de 1998, esta iniciou os procedimentos para realizar licitações abertas, em que todas as empresas interessados seriam convidadas a se qualificar, e a ANP estabeleceria quais seriam os critérios para que as empresas pudessem ser operadoras de cada tipo de projeto.

O processo de licitação da ANP se inicia com um "road *show*", que é uma série de apresentações, começando pelo Rio de Janeiro e depois feita nos principais centros de atividades de E&P no mundo, como Houston nos EUA, Calgary no Canadá e Londres no Reino Unido, em que a ANP apresenta os blocos que serão oferecidos na licitação e as principais condições, como a divisão dos contratos em fases durante o período exploratório, e o compromisso que será assumido em cada uma das fases. A ANP apresenta também uma agenda com os principais eventos até a data da licitação.

Consta do processo a publicação de um pré edital, que mostra em detalhe os dados apresentados no "road show", e uma minuta do contrato de concessão para aquela licitação, para ser comentado e receber propostas de mudanças pelas empresas participantes.

Há uma primeira fase de qualificação em que as empresas fornecem informações sobre capacidade técnica, gerencial e financeira, e, com base nessas informações a ANP as qualifica como potenciais operadoras de projetos para três categorias, em função das características dos projetos, como projetos em terra, no mar em água rasa ou no mar em águas profundas. A categoria mais baixa permite apenas operação em terra, a seguinte em terra ou águas rasas e a mais alta permite a operação em qualquer ambiente. No pré-edital cada projeto já traz definido qual a categoria de operador que este requer.

A primeira licitação foi realizada em 15 e 16 junho de 1999, com a oferta de 22 blocos, tendo como fatores de escolha dos vencedores o pagamento de um bônus em dinheiro, com peso 85 em 100, e o estabelecimento do compromisso pelos vencedores da realização de um percentual de compras de fornecedores nacionais de bens e serviços na fase exploratória, com peso 3 em 100, e outro percentual de compras de fornecedores nacionais durante a fase de desenvolvimento com peso 12 em 100.

As tabelas abaixo mostram o resultado da 1ª Licitação da ANP, que demonstram que sua grande vencedora foi a Petrobras, que ganhou mais blocos (5 dos 7 para os quais fez propostas) e opera 3, e pagou pouco mais de R$ 15 milhões em bônus. Isto não decorre simplesmente porque a Petrobras conhece melhor a geologia c o potencial petrolífero do Brasil. A Petrobras não considera os riscos Político e Negocial (o governo é seu principal acionista), não leva em conta riscos cambiais ou de moratória nacional, pois tem receita e custos principalmente na moeda nacional brasileira, ou de repentino impedimento do direito de exportar sua produção, pois refina aqui a totalidade de sua produção.

	1ª Licitação da ANP			
	Companhia	articipou	Ganhou	Opera
1	Petrobras	7	5	3
2	Agip	4	4	3
3	YPF	4	4	
4	Texaco	6	3	2
5	Esso	4	2	1
6	Amerada	2	1	1
7	BP	1	1	1
8	Unocal	2	1	1
9	Britsh Borneo	2	1	
10	KerMcgee	2	1	
11	Shell	2	1	
12	Britsh Gas	2		
13	Enterprise	1		
14	Mobil	2		

1ª Licitação da ANP			
Companhia	Total Pago	% total	Blocos Ganhos
Agip	R$164.660.620,60	58,25%	4
YPF	R$33.315.698,10	11,79%	4
Esso	R$22.492.022,50	7,96%	2
Texaco	R$16.214.641,52	5,74%	3
Petrobras	R$15.046.488,95	5,32%	5
Unocal	R$12.855.808,08	4,55%	1
Amerada	R$5.449.609,50	1,93%	1
KerMcgee	R$5.449.609,50	1,93%	1
BP	R$3.918.147,00	1,39%	1
Britsh Borneo	R$1.632.561,25	0,58%	1
Shell	R$1.632.561,25	0,58%	1
TOTAL	R$282.667.768,25		

Na tabela acima, e na seguinte, o termo "eficiência" se refere a número de blocos ganhos em relação ao número de blocos para os quais a empresa fez ofertas.

A Petrobras também já dispõe de infra-estrutura totalmente instalada e depreciada para conduzir suas operações, dispõe de créditos de ICMS e receita tributável para fins de imposto de renda advindos das suas operações de E&P e de refino existentes, o que reduz o impacto fiscal em projetos novos. O fator licitatório de compromisso de realizar compras no mercado nacional é quase irrelevante para a Petrobras, que já faz a maioria de suas compras no mercado brasileiro. Dos 22 blocos oferecidos, 15 não receberam nenhuma oferta, incluindo os 4 localizados em bacias terrestres. A grande maioria dos participantes eram empresas grandes interessadas em blocos no mar, com a expectativa de grandes descobertas em águas profundas.

A análise dos resultados comparando os valores pagos por blocos também têm que levar em consideração a participação adquirida do bloco quando se tem outros sócios. Os percentuais da Petrobras e de seus sócios em cada bloco estão na tabela de *115 As Parcerias da Petrobras.*

Portanto, durante muitos anos pela frente ela terá uma enorme vantagem competitiva frente a seus concorrentes que continuarão a considerar os riscos acima descritos. Consequentemente para eles os projetos no Brasil terão um valor menor que para a Petrobras, que portanto poderá pagar mais por eles sendo muito mais competitiva nas licitações.

	2ª Licitação da ANP				
	Companhia	Participou	Ganhou	Eficiência	Opera
1	Petrobras	10	8	80,0%	7
2	Rainier	6	4	66,7%	4
3	BG	4	3	75,0%	
4	Coastal	3	3	100,0%	3
5	Amerada Hess	5	2	40,0%	1
6	Pan Canadian	5	2	40,0%	1
7	Chevron	3	2	66,7%	1
8	Odebrecht	3	2	66,7%	
9	Petrogal	3	2	66,7%	
10	Shell	3	2	66,7%	1
11	YPF	4	1	25,0%	
12	Queiroz Galvão	2	1	50,0%	1
13	Union Pacific	2	1	50,0%	1
14	Ipiranga	1	1	100,0%	
15	Santa Fe	1	1	100,0%	1
16	SK	1	1	100,0%	
17	Enterprise	3		0,0%	
18	ATP	2		0,0%	
19	ENI	2		0,0%	
20	Fay Richwhite	2		0,0%	
21	KerrMcGee	2		0,0%	
22	Koch	2		0,0%	
23	Hunt Oil	1		0,0%	
24	Maersk	1		0,0%	
25	Phillips	1		0,0%	
26	Sun	1		0,0%	
27	Whintershall	1		0,0%	

2ª Licitação da ANP			
Companhia	Pagou	% Total	Blocos Ganhos
Petrobras	R$165.086,20	35,26%	8
Shell	R$85.740,04	18,31%	2
Chevron	R$69.461,53	14,83%	2
BG	R$64.173,23	13,70%	3
YPF	R$29.069,51	6,21%	1
Coastal	R$11.507,06	2,46%	3
Pan Canadian	R$9.306,08	1,99%	2
Amerada Hess	R$8.595,92	1,84%	2
Petrogal	R$6.661,43	1,42%	2
Santa Fe	R$5.411,25	1,16%	1
SK	R$4.810,00	1,03%	1
Odebrecht	R$3.153,80	0,67%	2
Rainier	R$2.160,66	0,46%	4
Queiroz Galvão	R$1.332,00	0,28%	1
Union Pacific	R$902,37	0,19%	1
Ipiranga	R$888,00	0,19%	1
Total	R$468.259,09		

Os resultados da 2º Licitação (tabelas acima) comprovam esta interpretação, com a Petrobras sendo novamente a grande vencedora com 8 blocos ganhos, e operando 7. Comparando os resultados das duas licitações vemos que os participantes mudaram, com algumas das grandes empresas ausentes na 2º Licitação, talvez aguardando o teste de confiabilidade do Brasil que ocorrerá quando os novos operadores passarem a produzir petróleo, provavelmente sob o mandato de um novo Presidente da República.

Dos 23 blocos oferecidos na 2º licitação apenas 2 não receberam nenhuma oferta, e nota-se o início da participação de empresas nacionais nas licitações, além da entrada de novas empresas que não participaram da 1º Licitação.

Várias questões ainda não foram esclarecidas, não foram testadas na prática, ou ainda não foram regulamentadas a contento para as empresas internacionais, como as condições de importação de equipamentos de produção, divisão de créditos de ICMS entre as empresas de um consórcio, direito de exportação da produçao e manutenção da receita advinda da exportação no exterior para pagamento de fornecedores, regras de amortização e depreciação para fins de imposto de renda, etc.

Muitas destas questões estão sendo discutidas em conjunto pelas empresas de petróleo no IBP, com um esforço coordenado e conjunto de pleito junto aos órgãos de governo para tornar a atividade de E&P no Brasil mais rápida e com menores riscos,

não apenas com relação as regulamentações da ANP e ao tratamento de dados e informações técnicas, mas em todo seu ambiente.

Isto inclui o relacionamento das empresas com os fornecedores locais, via Organização Nacional da Indústria do Petróleo – ONIP, que congrega empresas de petróleo, fornecedores e governo, e o relacionamento entre empresas de petróleo, que estão se associando desde a participação nas licitações até a compra e venda de titularidade de blocos. O estabelecimento de padrões comuns, principalmente nos aspectos contábeis, financeiros e de segurança operacional e de meio ambiente, proporcionarão ganhos a todos sem a perda do caráter competitivo de empresas privadas.

A próxima licitação da ANP está prevista para 2001, com 53 blocos em 12 bacias, com o "road show" se iniciando em novembro de 2000.

II.5. As Parcerias atuais da Petrobras

Como conclusão dos processo acima descrito, e em 10 casos como decorrência das Licitações da ANP, em que a Petrobras venceu a licitação já associada a alguma empresa, a Empresa já conta com 50 parcerias, o que comprova o acerto de suas estratégias para atrair novas empresas para o setor, onde, com o peso de sua credibilidade, deu sustentação a uma política do governo federal, iniciada antes da promulgação da Lei do Petróleo, e que agora cabe a ANP dar continuidade para garantir o abastecimento nacional de combustíveis.

Até a 1ª Licitação da ANP (junho de 1999) 12 parcerias haviam sido implementadas, nenhuma com as grandes empresas do setor. Essas aguardavam modificações no Contrato de Concessão que a Petrobras havia assinado para torná-lo aceitável segundo seus parâmetros de risco. O ponto mais critico era a possibilidade de estender o período exploratório para além dos três anos inicialmente constantes do Contrato. Essa extensão era necessária para que os novos operadores tivessem o tempo adequado para fazer uma avaliação técnica profunda do potencial dos blocos após a conclusão cessão parcial de direitos da Petrobras para eles.

Após a revisão do Contrato de Concessão pela ANP para sua 1ª Licitação, feita após consulta as empresas participantes da mesma, muitas cláusulas foram modificadas, ressaltando-se: I) a possibilidade, até então negada, de se interromper o plano de desenvolvimento de um campo em função de modificações no ambiente econômico, e 2) a retirada da obrigação do concessionário de apresentar e executar um plano de avaliação de uma descoberta. O concessionário passou a decidir sobre a conveniência de executar trabalhos além dos compromissados a época da licitação.

As modificações incorporadas ao Contrato de Concessão da 1ª Licitação foram introduzidas aos Contratos de Concessão assinados com a Petrobras, que lhe foram outorgados pela Lei do Petróleo, através de um "Termo Aditivo ao Contrato de' Concessão para a Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás

Natural" , sendo que os primeiros Termos Aditivos foram assinados em 21 de junho de 1998.

Com essa modificação do Contrato de Concessão as grandes empresas concordaram em concluir as negociações das parcerias e 24 *Participation Agreements* adicionais foram assinados, concluindo assim o ciclo do 1º Portfólio de Oportunidades

Um segundo processo de negociação de parcerias, chamado de 2º Portfólio foi iniciado no segundo semestre de 1999 e concluído em janeiro de 2000 com mais 4 parcerias, todas na modalidade de *Farmouf Agreemenf,* com o início das parcerias em que a Petrobras é a operadora (3 blocos) com sócios internacionais (Chevron) e brasileiros (Queiroz Galvão e Petroserv). Esta última já apresentou resultados com uma descoberta de gás com grande potencial de ser desenvolvida.

A tabela da próxima página mostra o quadro atual (novembro de 2000) das parcerias, com a companhias operadoras e percentual de participação de cada uma nos biocos em que a Petrobras é sócia.

Nº	Projetos	Bacias	U.F.	Data	Companhias (% de participação)
PARCERIAS ASSINADAS (1º *PORTFÓLIO*)					
1	BES-3	Espirito Santo	ES	19-Out-98	BR (35) *YPF (30,966)* SANTA FE (19,084) NORBAY (9,75) PETROSERV (3,25) SOTEP (1,95)
2	BCAM-2	Camamu	BA	23-Out-98	BR (40) *COASTAL (40)* UNOCAL (10) IPIRANGA (10)
3	BAS-97	Camamu	BA	23-Out-98	BR (40) *COASTAL (40)* UNOCAL (10) IPIRANGA (10)
4	BTUC-1	Tucano	BA	6-Nov-98	BR (35) *PEREZ COMPANC (65)*
5	SES-107	Sergipe-Alagoas	SE	14-Dez-98	BR (25) *UPR (67,5)* TDC (7,5)
6	BPOT-2	Potiguar	RN/CE	18-Dez-98	BR (40) *SANTA FE (38,56)* YPF (19,64) SOTEP (1,80)
7	CARAÚNA	Potiguar	CE	18-Dez-98	BR (20) *SANTA FE (51,41)* YPF (26,19) SOTEP (2,40)
8	BC-8	Campos	RJ	5-Fev-99	BR (35) *A.HESS(32)* B.BORNEO (25) ODEBRECHT (8)
9	BS-2	Santos	RJ	5-Fev-99	BR (40) *A.HESS(32)* B.BORNEO (20) ODEBRECHT (8)
10	BSEAL-3	Sergipe-Alagoas	SE	9-Mar-99	BR (30) *SIPETROL (40)* TECPETROL (30)
11	BSEAL-4	Sergipe-Alagoas	SE	9-Mar-99	BR (70) *PENNZENERGY (30)*
12	BPOT-3	Potiguar	RN	9-Mar-99	BR (30) *TECPETROL (40)* SIPETROL (30)
13	BP-1	Pelotas	RS	2-Jul-99	BR (50) *ESSO (50)*
14	BFZ-1	Foz do Amazonas	AP	2-Jul-99	BR (40) *ESSO (60)*
15	BC-4	Campos	RJ	8-Jul-99	BR (42,5) *TEXACO (42,5)* NISSHO IWAI/INPEX (12,75) ODEBRECHT (2,25)
16	FRADE	Campos	RJ	8-Jul-99	BR (42,5) *TEXACO (42,5)* NISSHO IWAI/INPEX (12,75) ODEBRECHT (2,25)
17	BS-1	Santos	SP	13-Jul-99	BR (40) *KERR-McGEE (40)* ESSO (20)
18	BES-2	Espirito Santo	ES	20-Jul-99	BR (35) *MOBIL (35)* UNOCAL (30)
19	BC-10	Campos	RJ	20-Jul-99	BR (35) *SHELL (35)* ESSO (15) MOBIL (15)
20	BC-9	Campos	RJ	30-Jul-99	BR (35) *UNOCAL (35)* JAPEX/MARUBENI (20) YPF (10)
21	BC-2	Campos	RJ	27-Ago-99	BR (35) *ELF (35)* ENTERPRISE (15) SHELL (15)
22	BFZ-2	Amazonas	AP	6-Dez-99	BR (30) *BP (35)* ESSO (20) ELF (15)
23	BS-4	Santos	RJ	16-Dez-99	BR (40) *SHELL (40)* TEXACO (20)
24	BC-7	Campos	RJ	21-Jan-00	BR (70) *Q.GALVÃO (30)*
25	BCE-2	Potiguar	CE	27-Mar-00	*BR (59)* ENTERPRISE (26) A .HESS (16)
26	BIJUPIRÁ	Campos	RJ	27-Mar-00	*BR (20)* ENTERPRISE (55) ODEBRECHT (25)
27	SALEMA	Campos	RJ	27-Mar-00	*BR (20)* ENTERPRISE (55) ODEBRECHT (25)
28	PESCADA	Potiguar	RN	28-Jun-00	*BR (21)* UNOPASO (79)
29	ARABAIANA	Potiguar	RN	28-Jun-00	*BR (21)* UNOPASO (79)
30	1-RNS-33	Potiguar	RN	28-Jun-00	*BR (21)* UNOPASO (79)
31	1-RNS-93	Potiguar	RN	28-Jun-00	*BR (21)* UNOPASO (79)
32	1-RNS-128	Potiguar	RN	28-Jun-00	*BR (21)* UNOPASO (79)
33	BPOT-1	Potiguar	RN	28-Jun-00	*BR (65)* UNOPASO (35)
34	BS-3	Santos	SP/PR/SC	31-Ago-00	*BR (35)* Q. GALVÃO (30) COPLEX (27,5) STARFISH (7,5)
35	CORAL	Santos	PR	31-Ago-00	*BR (35)* Q. GALVÃO (30) COPLEX (27,5) STARFISH (7,5)
36	ESTRELA-DO-MAR	Santos	PR	31-Ago-00	*BR (35)* Q. GALVÃO (30) COPLEX (27,5) STARFISH (7,5)
PARCERIAS ASSINADAS (2º *PORTFÓLIO*)					
37	BCAM-40	Camamu	BA	14-Jan-00	*BR (35)* Q. GALVÃO (55) PETROSERV (10)
38	BCUM-100	Cumuruxatiba	BA	13-Jan-00	*BR (50)* CHEVRON (50)
39	BC-20	Campos	RJ	13-Jan-00	*BR (50)* CHEVRON (50)
40	BPAR-10	Paraná	PR	21-Jan-00	BR (35) *COASTAL (65)*
PARCERIAS ASSINADAS (1ª LICITAÇÃO ANP)					
41	BM-FZA-1	Foz do Amazonas	AP	24-Set-99	BR (20) *BP (30)* ESSO (25) SHELL (12,5) B.BORNEO (12,5)
42	BM-CAL-1	Camamu-Almada	BA	24-Set-99	*BR (50)* YPF (50)
43	BM-C-3	Campos	RJ	24-Set-99	*BR (40)* AGIP (40) YPF (20)
44	BM-S-3	Santos	SP	24-Set-99	BR (25) *A.HESS (45)* KERR McGEE (30)
PARCERIAS ASSINADAS (2ª LICITAÇÃO ANP)					
45	BM-SEAL-4	Sergipe-Alagoas	SE	14-Set-00	*BR (60)* A.HESS (40)
46	BM-S-7	Santos	SP	14-Set-00	BR (35) *CHEVRON (65)*
47	BM-S-8	Santos	SP	14-Set-00	*BR (50)* SHELL (40) PETROGAL (10)
48	BM-S-9	Santos	SP/RJ	14-Set-00	*BR (45)* BG (30) YPF(25)
49	BM-S-10	Santos	SP/RJ	14-Set-00	*BR (50)* CHEVRON (25) BG (25)
50	BM-S-11	Santos	RJ	14-Set-00	*BR (65)* BG (25) PETROGAL (10)

Operador : itálico e sublinhado

11.6. Conclusão

A abertura do mercado de exploração e produção de petróleo no Brasil foi feita em características muito peculiares, pois já havia uma empresa gestora do monopólio estatal funcionando plenamente, e com um parque de fornecedores já instalado, mas sem a definição por parte do governo das regras críticas para que empresas privadas internacionais pudessem aqui se instalar.

Apesar disso, o governo, através da Petrobras, do Ministério de Minas e Energia e posteriormente pela ANP. conseguiu trabalhar nesse ambiente de alta incerteza para atrair novos investidores, e em menos de 5 anos trouxe algumas dezenas de empresas, inclusive nacionais, para competir e atuar nesse novo mercado.

Foi um exercício de criatividade, coragem e determinação para todos os envolvidos, inclusive das empresas entrantes no mercado, que demonstrou que mesmo quando não se sabe o caminho, mas se sabe onde se quer chegar, constrói-se o caminho com a colaboração de todos que querem prosseguir, e juntos conseguem chegar onde querem.

BIBLIOGRAFIA

Em busca do petróleo brasileiro
Pedro de Moura e Felisberto Carneiro
Editora Fundação Gorgeix – 1977

Geopolítica do Petróleo : Uma Visão Energética.
Adauto Carneiro Pereira
CONEXPO ARPEL – 1992

Avaliação **Econômica** de **Projetos** de Exploração.
Adauto Carneiro Pereira
CONEXPO ARPEL – 1992

O Petróleo – Uma História de ganância, dinheiro e poder
Daniel Yergin
Editora Scritta –1993

International Petroleum Transactions
Ernest E. Smith, John S. Lowe et ali
Rocky Mountain Mineral Law Foundation – 1993

Creating the high performance International Petroleum Company
John Elting Treat, Editor
Penwell Books – 1994

Petroleum Fiscal System and Production Sharing Contracts
Daniel Johnston
PenWell Publishing Company – 1994

Exploration na Production Contracts
John S. Dizienkowisk
Apostila de curso do IBP – 1997

Estratégia Competitiva
Michael E. Porter
Editora Campus – 1998

Bidding Strategy for E&P Licensing Opportunities
Dissertation for MSc in Petroleum Productlon Management
Mario Tavares
Imperial College – 1999